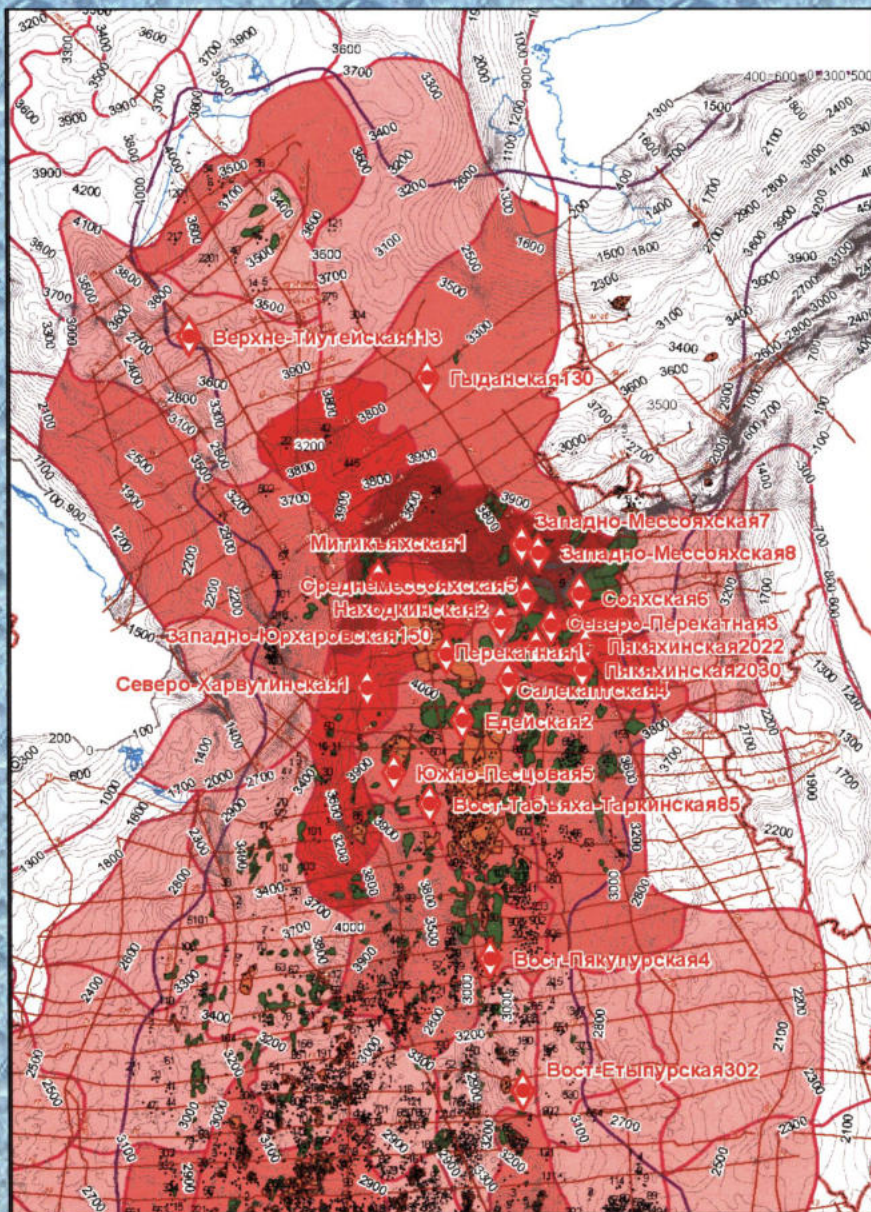


В.Н. Бородкин
А.Р. Курчиков
К.Е. Кокшаров
К.О. Забоев

**ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПОСТАНОВКИ
ПОИСКОВО-ОЦЕНОЧНЫХ РАБОТ НА НИЖНЕМЕЛОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ
В ПРЕДЕЛАХ СЕВЕРНЫХ И АРКТИЧЕСКИХ РАЙОНОВ
ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**



МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

**В. Н. Бородкин, А. Р. Курчиков,
К. Е. Кокшаров, К. О. Забоев**

**ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ
ПОСТАНОВКИ ПОИСКОВО-ОЦЕНОЧНЫХ РАБОТ
НА НИЖНЕМЕЛОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ
В ПРЕДЕЛАХ СЕВЕРНЫХ И АРКТИЧЕСКИХ
РАЙОНОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

*Допущено Учебно-методическим объединением вузов
Российской Федерации по нефтегазовому образованию
в качестве учебного пособия для студентов
высших учебных заведений, обучающихся по направлению
подготовки магистров 131000 «Нефтегазовое дело»*

Тюмень
ТюмГНГУ
2012

УДК 553.98(571.1)
ББК 272
Б 83

Рецензенты:

доктор геолого-минералогических наук, профессор,
член-корреспондент РАН В. А. Каширцев
доктор геолого-минералогических наук, профессор В. И. Галкин

Бородкин, В. Н.

Б83 Геолого-геофизическое обоснование постановки поисково-оценочных работ на нижнемеловые отложения в пределах северных и арктических районов Западной Сибири : учебное пособие / В. Н. Бородкин, А. Р. Курчиков, К. Е. Кокшаров, К. О. Забоев. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2012. – 76 с.

ISBN 978-5-9961-0614-1

В учебном пособии представлена стратиграфическая основа прогноза нефтегазоносности недр, дан краткий обзор методик общей оценки нефтегазоносности ловушек, рассматривается использование «прямых» методов при локальном прогнозе залежей углеводородов (УВ). Приведена структура ресурсной базы УВ двух НГК, на основе которой представлена оценка перспектив нефтегазоносности и намечены основные направления поисково-оценочных работ.

Пособие предназначено для студентов, аспирантов и молодых ученых геологической специальности.

УДК 553.98(571.1)
ББК 272

ISBN 978-5-9961-0614-1

© Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Тюменский государственный нефтегазовый университет», 2012

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|---|----|
| ВВЕДЕНИЕ | 4 |
| 1. СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ОСНОВА ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НЕДР | 5 |
| 1.1. Номенклатура и классификация нефтегазоносных комплексов | 5 |
| 1.2. Расчленение осадочного разреза на объекты исследования..... | 7 |
| 2. ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ПОИСКОВО-ОЦЕНОЧНЫХ РАБОТ | 22 |
| 2.1. Обзор методик общей оценки нефтегазоносности ловушек (структур) | 22 |
| 2.2. Использование «прямых» методов при локальном прогнозе нефтегазоносности..... | 27 |
| 2.3. Классификация ресурсов нефти, газа и конденсата..... | 34 |
| 2.4. Состояние и структура ресурсной базы УВ ачимовского и неокомского НГК..... | 35 |
| 2.5. Перспективы нефтегазоносности и основные направления поисково-оценочных работ по НГК..... | 48 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ | 69 |
| СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ | 70 |
| АТТЕСТАЦИОННЫЕ ВОПРОСЫ | 75 |

ВВЕДЕНИЕ

Методический подход при выборе основных зон концентрации или направлении поисково-оценочных работ, складывается из нескольких направлений.

На начальных этапах исследований по нефтегазоносным комплексам (НГК) составляются карты плотностей ресурсов углеводородов, выделяются зоны с наиболее высокой плотностью ресурсного потенциала.

Далее производится сопоставление между собой карт плотностей по различным НГК, выделяются зоны совпадения в плане с наиболее высокой плотностью УВ, т.е. выделяются зоны нефтегазонакопления.

Следующее направление исследований с целью выбора оптимальных зон концентрации поисково-оценочных работ связано с детализацией строения нефтегазоносных комплексов, включающие расчленения их на сейсмофациальные комплексы (резервуары, клиноформы), выполнение их стратификации.

При создании геолого-геофизической модели, например, неокомского НГК в целом по Западной Сибири, на основании выполненных сейсмостратиграфических исследований с учетом предложений к новой стратиграфической схеме неокома по Среднему Приобью было выделено 15 резервуаров, 14 из них соответствуют изохронные клиноформные образования по ачимовской толще. На основании выполненной сейсмогеологической корреляции по линии региональных сейсмических профилей откартированы западные (бровки мелководно-морских террас) и восточные (раскрытие крыши) границы резервуаров и изохронных клиноформных образований ачимовской толщи.

По каждому из выделенных резервуаров в неокомском НГК и клиноформам ачимовского НГК также составлены карты перспектив нефтегазоносности, на которых отображена структурная основа, вынесены контуры всех выявленных залежей УВ, перспективных объектов, числящихся на балансе ресурсов УВ, а также вновь выделенных по результатам геолого-геофизических исследований. Следующей процедурой, этапом при выборе зон концентрации или положения проектных поисково-оценочных скважин является анализ карт перспектив нефтегазоносности по резервуарам юры, неокома и клиноформам ачимовской толщи. Данный анализ заключается в сопоставлении в плане карт резервуаров и клиноформ и выделение первоочередных участков, отвечающих совпадению в плане перспективных объектов по различным стратиграфическим уровням.

В книге используются изложенные методические приемы для территорий северных районов Западной Сибири

1 СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ОСНОВА ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НЕДР

Одной из важнейших задач, решаемой как при подсчете прогнозных и перспективных ресурсов, так и при выявлении закономерностей пространственного размещения залежей УВ и их прогнозе, является разделение осадочного чехла на объекты исследования, которые контролировали бы процессы генерации и аккумуляции углеводородов. Большинство исследователей к таким объектам относят проницаемые толщи, перекрываемые сверху и подстилаемые снизу непроницаемыми отложениями (покрышками). При этом в качестве таковых И.И. Нестеровым [1] выделялись нефтегазоносные толщи. В дальнейшем при расчленении разреза осадочного чехла Западно-Сибирского седиментационного бассейна, тем же исследователем [2] и многими другими геологами [3, 4, 5 и т. д.] выделялись нефтегазоносные комплексы (НГК).

1.1 Номенклатура и классификация нефтегазоносных комплексов

Под нефтегазоносными комплексами Э.А. Бакиров понимал стратиграфические подразделения, характеризующиеся региональной нефтегазоносностью в пределах обширной территории, охватывающей несколько крупных геоструктурных элементов рассматриваемой провинции. В работе А.Э. Конторовича и др. [2] нефтегазоносные комплексы выделяются как самостоятельные тела, прослеживающиеся в большей части района или нескольких нефтегазоносных районов (НГР) и представляющие собой стратиграфические подразделения, характеризующиеся преимущественно сходными фаціальными условиями накопления осадков и содержащие примерно однотипное органическое вещество (ОВ). Нефтегазоносные комплексы отделяются друг от друга глинистыми покрышками, принципы выделения, классификации и особенности строения которых рассматривались в работах А.А. Бакирова [6], Г.П. Мясниковой [4], Г.Э. Прозоровича [7], Б.В. Филиппова [8] и других исследователей.

По площади распространения проницаемые комплексы аналогично разделению покрышек над ними подразделяются на региональные, субрегиональные, зональные и локальные.

К региональным нефтегазоносным комплексам или надкомплексам по Г.П. Мясниковой [4] относятся совокупности отложений, в которых скопления УВ содержатся в большей части нефтегазоносной провинции (НГП), при этом площадь распространения комплекса должна составлять не менее 60% площади седиментационного бассейна.

К субрегиональным НГК по Э.А. Бакирову и др. [3] относится комплекс пород, в котором скопления нефти и газа установлены только в пределах одной нефтегазоносной области (НГО). По Г.П. Мясниковой площадь распространения комплекса составляет не менее 30% площади бассейна, т.е. включает несколько НГО.

Отложения, содержащие углеводороды в пределах НГР или зоны нефтегазонакопления, выделяются как зональные НГК. Зональный НГК охватывает не менее 5% площади седиментационного бассейна.

И, наконец, толща пород, содержащая скопления УВ в пределах отдельных месторождений, относится к локальным НГК.

Применение данной классификации к отложениям осадочного чехла Западной Сибири позволили выделить юрский и меловой региональные нефтегазоносные комплексы.

В составе мелового регионального НГК при пересчете потенциальных ресурсов УВ (2003) были выделены надсеноманский, апт-альб-сеноманский и неокомский субрегиональные НГК, в составе последнего в качестве самостоятельного выделен ачимовский клиноформный НГК. Покрышкой мелового регионального комплекса являются глинистые отложения турон-эоценового возраста.

Детальные исследования строения геологического разреза при пересчете потенциальных ресурсов (2003) позволили весь неокомский комплекс разделить на ряд подкомплексов – подсармановский, подпимский, подбыстринский и подкошайский. Название подкомплексов давалось по наименованию глинистых пачек (покрышек), которые достаточно уверенно выделяются в разрезе и коррелируются по площади [9]. При выполнении более детальных работ, связанных с локальным прогнозом нефтегазоносности, каждый из подкомплексов разделен на нефтегазоносные резервуары (зональные НГК). Под резервуарами понимается пачка, группа пластов, в частном случае один пласт, проницаемые породы в котором на большей части площадного распространения гидродинамически связаны между собой.

При описании геологического строения основных резервуаров Западной Сибири и при пересчете потенциальных ресурсов УВ (1993) в работах В.И. Шпильмана с соавторами [5,10,11] большинству из них присваивались собственные имена по месторождениям, в которых залежь именуемого резервуара является единственной или наибольшей и которые по объему в большинстве случаев близки с выделенными пачками. Например, пласты БС₁₀₋₁₁ Сургутского НГР были объединены в мамонтовский резервуар.

В работе В.Т. Слепцова и др.(1979) горизонт рассматривался в качестве основного объекта исследования и по объему близок к резервуарам. При этом выделяемым в работах В.И.Шпильмана и др. [5, 10] резервуарам В.Т.Слепцов присваивал свои названия. Например, мамонтовскому резервуару в пределах северных районов Западной Сибири соответствовал пырейный горизонт.

При изучении закономерностей размещения залежей УВ и прогнозе нефтегазоносности в неокомском комплексе севера Западной Сибири ранее [12] название резервуаров давалось по названию пачек, объем которых был представлен в работе Н.Х. Кулахметова, Ф.К. Салманова и др. (1973). Например, правдинский резервуар включал пласты БУ₈₋₉, южно-балыкский – БУ₁₀₋₁₁ и т.д.

Учитывая, что резервуары имеют практически синхронные границы на всей площади своего распространения, Ю.Н. Карогодин (1974) предложил их называть циклитами или хронолитами.

О.М. Мрктчян и др. [13] предложили называть клиноформами часть неокомских резервуаров, где пласты залегают под углом к горизонту Б с присвоением им названия глинистых пачек, залегающих в их основании. Например, сармановская клиноформа в Среднем Приобье по О.М. Мрктчяну включает одноименную глинистую пачку и залегающие над ней пласты БС₇ и БС₆.

В основу наименования клиноформ или резервуаров авторами заложен седиментологический принцип. В новой стратиграфической схеме неокома (2003) по Среднему Приобью авторами (С.Л. Белоусов, Г.П. Мясникова, В.Ф. Гришкевич и др.) в разрезе прибрежно-мелководной части выделена серия глинистых пачек: приозерная, тагринская, самотлорская, урьевская и т.д., под которыми залегают серия песчано-алевритовых пластов группы БВ, БС, объединяющихся в резервуары.

В этом случае, если исходить из принципа выделения нефтегазоносных комплексов, название резервуаров должно даваться по названию перекрываю-

щих песчаные пласты глинистых пачек. Аналогичный принцип был использован в работе М.В. Салмина [14] при наименовании клиноформ по Среднему Приобью. Но, учитывая, что на основании выполненных стратиграфических исследований [9] в северных районах Западной Сибири прослежены достаточно уверенно только отдельные из них (пимская, сармановская, чеускинская и т.д.), нами [15] резервуары проиндексированы в соответствии с индексами песчано-алевритовых пластов, входящих в их состав (БС₁₀ – БВ₀ – БП₇ – БУ₁₂ – БТ₃ и т.д.).

1.2 Расчленение осадочного разреза на объекты исследования

Основным условием построения региональной геологической модели ачимовского и неокомского комплексов и расчленения их на подкомплексы с выделением и картированием в них клиноформ и резервуаров является однозначная корреляция прибрежно-мелководных и клиноформных образований по данным бурения и сейсморазведки.

Определенные успехи в этом направлении достигнуты при разработке схем расчленения и индексации преимущественно прибрежно-мелководных отложений. Результаты этих работ отчасти представлены в решениях совещания по вопросам корреляции и индексации пластов мезозойских отложений Тюменской области (1986), а также в региональной стратиграфической схеме мезозоя Западно-Сибирской равнины, утвержденной МСК в 1991 г.

Значительные сложности и, как следствие, не всегда однозначные и даже ошибочные решения имели место при попытках создания межрайонных схем детального расчленения и индексации неокомских отложений.

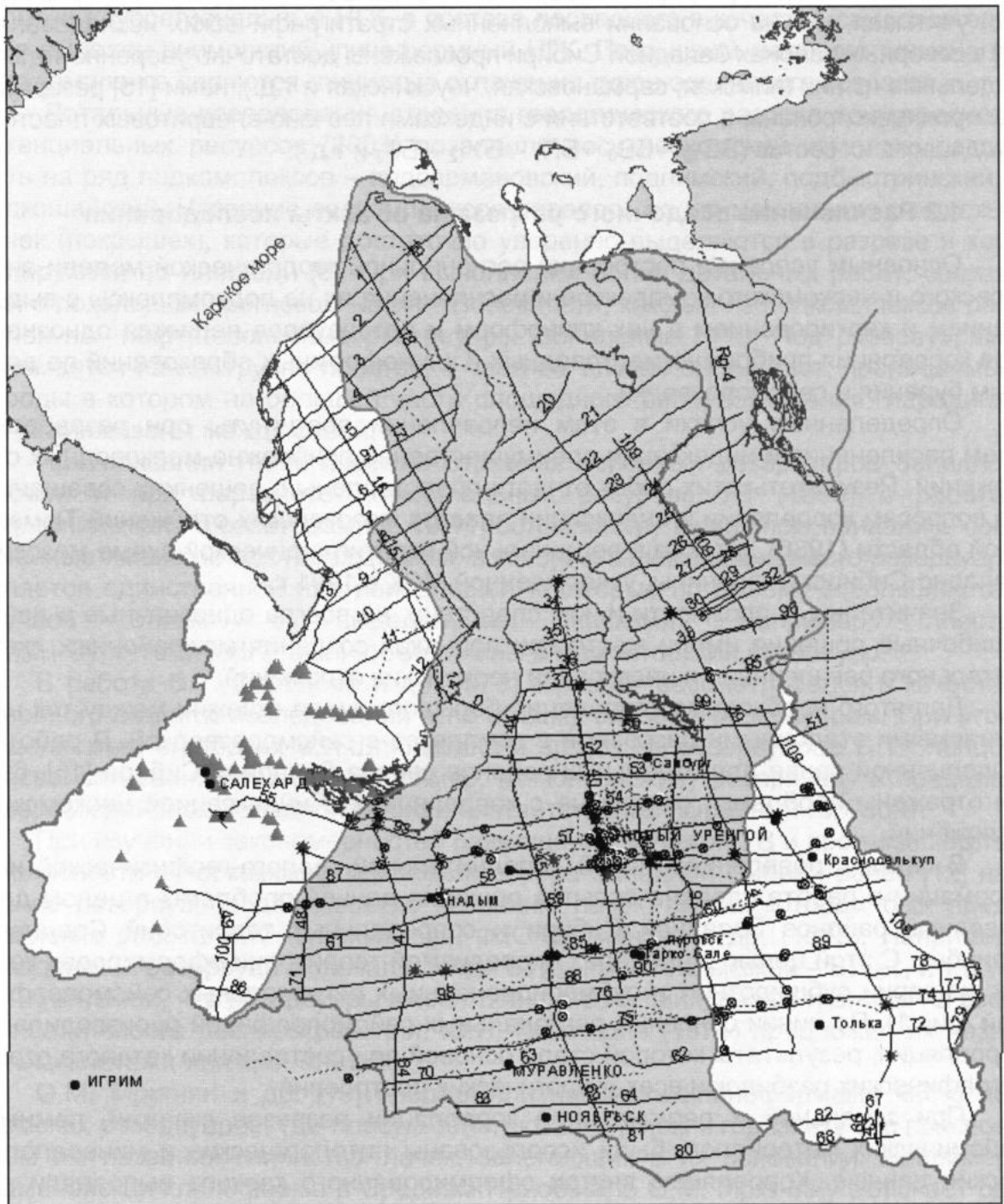
Для этого необходима корреляция большого числа скважин между так называемыми эталонными разрезами в комплексе с сейсморазведкой. В работе, выполненной ранее для отдельных районов севера Западной Сибири [16], были отражены проблемы, связанные с корреляцией и индексацией неокомских отложений.

В связи с появлением новой дополнительной геолого-геофизической информации в работе сделана попытка решения данной проблемы в целом для северных районов Западной Сибири и сопредельных территорий Среднего Приобья. С этой целью в пределах исследуемой территории сформирован каркас из серии субширотных и субмеридиональных региональных сейсмопрофилей (рис. 1). По линии основных региональных сейсмопрофилей производилась корреляция, результаты которой стали основой при составлении каталога стратиграфических разбивок и всех геологических построений.

При зональной и региональной корреляции разрезов скважин, помимо сейсмических материалов, были использованы литологические и минералогические данные. Корреляцию внутри сформированного каркаса выполняли по системе замкнутых полигонов.

По результатам прошедшего стратиграфического совещания (г. Новосибирск, 2003) нами составлена новая, уточненная, схема литофациального районирования, на которой выделены Сургутский, Вынгапуровский, Пурпейско-Уренгойский, Тазовский и другие районы и подрайоны (Уренгойский, Пурпейский и т.д.) (рис. 2).

Практической основой расчленения, корреляции и индексации разреза на определенных территориях служат так называемые гипостратотипические или эталонные разрезы ряда скважин. Сопоставление этих разрезов между собой и установление соотношений пластов различных индексаций остается важной задачей, требующей решения при построении региональных моделей.



Условные обозначения:



1 - населенные пункты; 2 - скважины с акустическим каротажем; 3 - скважины с геолокаротажем;
 4 - скважины с геолокаротажем, вскрывшие отложения палеозоя; 5 - скважины с геолокаротажем, вскрывшие отложения юры; 6 - колодезные скважины; 7 - граница распространения ачимовского или юфурского юнкса; 8 - линия схем корреляции;
 9 - профили ОГТ, репозальные; 10 - границы ЯНО;

Рис. 1. Карта расположения корреляционных схем, региональных сейсмопрофилей в пределах северных районов Западной Сибири

На исследуемой территории в качестве стратотипических (гипостратотипы) для расчленения и корреляции неокомских отложений были использованы скв. 17 – Уренгойская (для пластов ПК, АУ, БУ) и скв. 5 – Усть-Ямсовейская (пласты БУ₁₅ и ниже, [17]), скв. 32 – Медвежья (пласты БН), скв. 35 – Заполярная, 21 – Ю-Русская (пласты БТ), скв. 72 – Восточно-Таркосалинская и скв. 38, 41 – Губкинские (для пластов БП и АП), скв. 216 – Муравленковская, скв. 241 – Комсомольская, скв. 197 – Восточно-Сургутская (для пластов АС и БС), скв. 72 – Покачевская (для пластов БВ и АВ) и т.д. (см. рис. 2).

При корреляции разрезов скважин, кроме композитных и региональных сейсмопрофилей, использовались основные литолого-геофизические маркирующие горизонты, которыми являются выдержанные трансгрессивные глинистые пачки, распространенные на обширных частях неокомского осадочного бассейна.

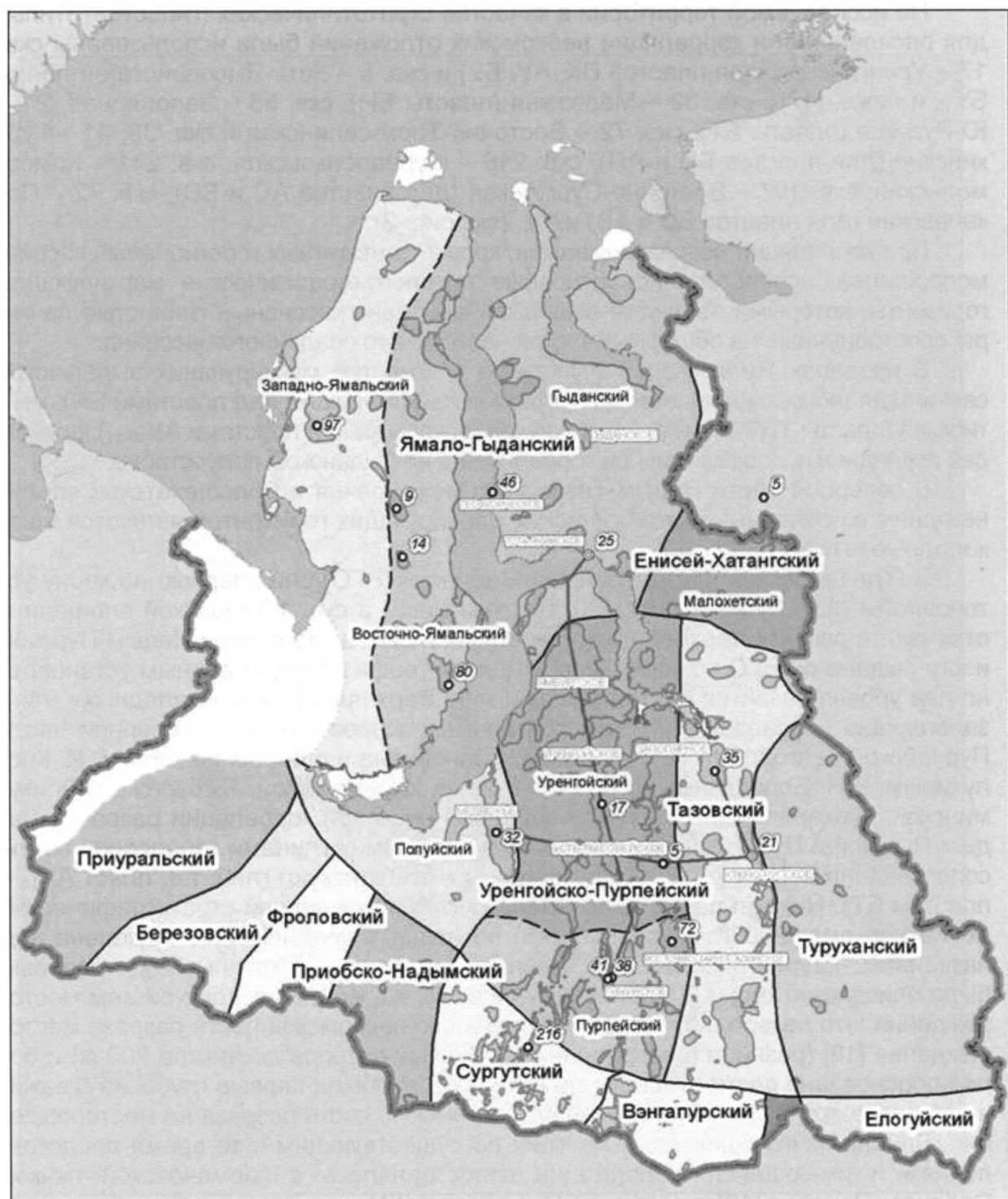
В пределах Ямальского полуострова в качестве маркирующих выделяются сеяхинская (покрышка пластов НП), арктическая (покрышка над пластами БЯ), нейтинская (пласты ТП₁₇ и ниже) и ябургская (покрышки над пластами АУ₁₀₋₁₁), причем две последних используются при корреляции и на Гыданском полуострове.

В северной части Надым-Тазовского междуречья и Большехетской впадине одним из основных литологических маркирующих горизонтов являются «шоколадные» глины.

В Пур-Тазовской нефтегазоносной области (НГО) они впервые по керну установлены М.Я. Рудкевичем, Н.Х. Кулахметовым в скв. 1 Тазовской площади и отвечают в разрезе верхней части заполярной свиты. На севере Надым-Пурской и юге Гыданской НГО по керну и промыслово-геофизическим данным установлено два уровня развития «шоколадных» глин. Верхняя пачка «шоколадных» глин, залегающая в основании ябургской пачки, распространена в северной части Пурпейско-Уренгойского НГР, впервые установлена и описана по керну В.И. Кислухиным, В.Н. Бородкиным, В.В. Рысевым на Харвутинской, Ябургской, Оликуминской, Юрхаровской и других площадях. Ранее при корреляции разрезов Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО с «шоколадными» глинами заполярной свиты сопоставляли верхнюю пачку «шоколадных» (ябургскую) глин, т.е. пласт АУ₁₀ с пластом БТ₀. Нижняя пачка «шоколадных» глин в последней стратиграфической схеме неокома (2003г., г.Новосибирск) по нашему предложению выделена под названием – «уренгойская», она залегает над пластами группы БУ₈₋₉. Впервые была описана по керну В.Н. Бородкиным в скв. 42, 46, 58 на Уренгойском месторождении, что позволило уточнить корреляцию неокомской части разреза месторождения [18] (разница в корреляции различных авторов достигала 200 м) и более обоснованно вести разведку залежей УВ. Это были первые глубокие скважины (помимо скв. 1, 7 и 17), вскрывшие неокомскую часть разреза на месторождении. Данная пачка «шоколадных» глин по существующим в то время представлениям и имеющейся информации сопоставлялась с сармановской пачкой Среднего Приобья [19], т.е. пласт БС₈ с пластом БУ₈.

Позднее эта пачка была установлена по керну на многих площадях Пур-Тазовской НГО [20, 21]. На региональных и композитных сейсмических профилях к ней «привязан» сейсмический отражающий горизонт Н₂⁰⁰, который хорошо прослеживается по площади и в разрезе [16].

По находкам аммонитов в кровельной части «шоколадных» глин на Юрхаровской (скв. 96) и Пиричейской (скв. 489) площадях установлена граница между валанжинским и готеривским ярусом. Исходя из модели седиментации «шоколадных» глин [20], они залегают с несогласием на подстилающих отложениях, что сказывалось на модели строения залежей УВ в пластах БУ₈₋₉ и возможности прогнозирования в них стратиграфических ловушек [22].



1 – скважины с вновь выделенными гипостратипическими разрезами неокомских отложений; 2 - скважины со стратотипическими разрезами неокомских отложений; 3 – граница ЯНАО; 4 – граница ЛФР; 5 – граница ЛФПР; 6 - направления корреляционных схем; 7 – месторождения УВ.

Рис. 2. Схема литофациального районирования и расположения скважин со стратотипическими разрезами неокомских отложений севера Западной Сибири

Последующие результаты глубокого бурения на Западно-Заполярной, Западно-Тазовской, Западно-Ярояхинской, Радужной, Салекапской и других площадях, анализ региональных и композитных сейсмопрофилей (рис.3), сходство терригенно-минералогических комплексов в интервале пластов БТ₀₋₁ – БУ₈₋₉, БТ₆₋₁₁ – БУ₁₅₋₁₈, палеонтологические данные позволили установить, что «шоколадным» глинам верхней части заполярной свиты соответствует пачка «шоколадных» глин над пластами БУ₈₋₉ Пурпейско-Уренгойского ЛФР (рис. 4, 5, 6).

В Пурпейско-Уренгойском ЛФР, кроме описанных выше глин, в качестве зональных литологических реперов выделяются трансгрессивные глинистые пачки над пластами БУ₅, БУ₁₀, БУ₁₂, БУ₁₆, БУ₂₀, в Тазовском ЛФР – над пластами БТ₂, БТ₅, БТ₆, БТ₁₀, БТ₁₂, БТ₁₄ (рис.4, 5, 6), которые прослеживаются и на сейсмических разрезах.

В.Н. Бородкин, Т.В. Рубина, В.П. Мякишев установили в Пурпейско-Уренгойском и Тазовском ЛФР новые уровни «шоколадных» глин, которые могут служить дополнительным коррелятивом пластов БУ и БТ. К ним относятся глины над пластами БТ₁₀ и БУ₂₀ соответственно Заполярного и Южно-Пырейного месторождений, над пластом БТ₁₂ на Русской (скв.150) и Русско-Северо-Часельской площадях (скв. 101, 102).

На основании выполненной корреляции принята следующая синонимика пластов Тазовского и Пурпейско-Уренгойского ЛФР: БТ₀ – БУ₈; БТ₂₋₃-БУ₁₀; БТ₃₋₄-БУ₁₂; БТ₅₋₆-БУ₁₅; БТ₆₋₇-БУ₁₆; БТ₁₀₋₁₁-БУ₂₀ (рис. 4, 6).

Неоднозначность в сопоставлении пластов БУ Уренгойского и БП Пурпейского подрайонов нашли ранее отражение в ряде опубликованных работ [16, 18, 19, 21 и т.д.].

В более ранних публикациях [19], когда сопоставлялись «шоколадные» глины севера Западной Сибири с сармановскими глинами Среднего Приобья, авторы исходили из принципа существования единого неокомского морского бассейна, в период стояния которого формировались трансгрессивные глинистые пачки, выдержанные по всей или большей части бассейна. За прошедший более чем десятилетний период выполнен большой объем поисково-разведочного бурения в пределах Тотыдзоттинской впадины (Нохояхинская, Южно-Уренгойская, Западно-Нохояхинская, Добровольская, Дремучая и другие площади), на границе ее с Хадырьяхинской моноклиной (Восточно-Таркосалинская, Южно-Пырейная, Пырейная и т.д.) и Нерутинской впадиной (Ярейская, Ямсовейская, Юбилейная и другие площади). Кроме того, в данной зоне произведен существенный объем сейсморазведочных работ МОВ ОГТ. Все это позволило более обоснованно сопоставить разрезы пластов БУ и БП.

Сопоставление разрезов в пределах перечисленных площадей по достаточно плотной сети скважин, анализ меридиональных сейсмических профилей показали практически прекращение прослеживаемости (опесчанивание) «шоколадных» глин в юго-восточном направлении от Уренгойского вала. Появление в керне на Пырейной, Южно-Пырейной и других площадях в интервале пластов БУ₈₋₉ и их аналогов корней растений, выветренных каолинизированных песчаников [12] свидетельствует о том, что преобладающим в этой зоне был континентальный режим осадконакопления. С другой стороны, наблюдается хорошая прослеживаемость «шоколадных» глин, как в разрезах скважин, так и на сейсмических профилях к северу от рассматриваемой территории (Геологическая, Северо-Часельская, Заполярная и другие площади), и в более восточных районах – в Большехетской впадине и Усть-Енисейском районе.

В связи с этим можно сделать предположение о наличии отдельных изолированных неокомских морских бассейнов в северной, северо-восточной и южной частях Западно-Сибирской равнины, о чем ранее говорилось в работах [23, 24, 25]. Однако это может быть связано и с существенным выдвиганием береговой линии в западном направлении в период накопления отложений данной группы пластов.

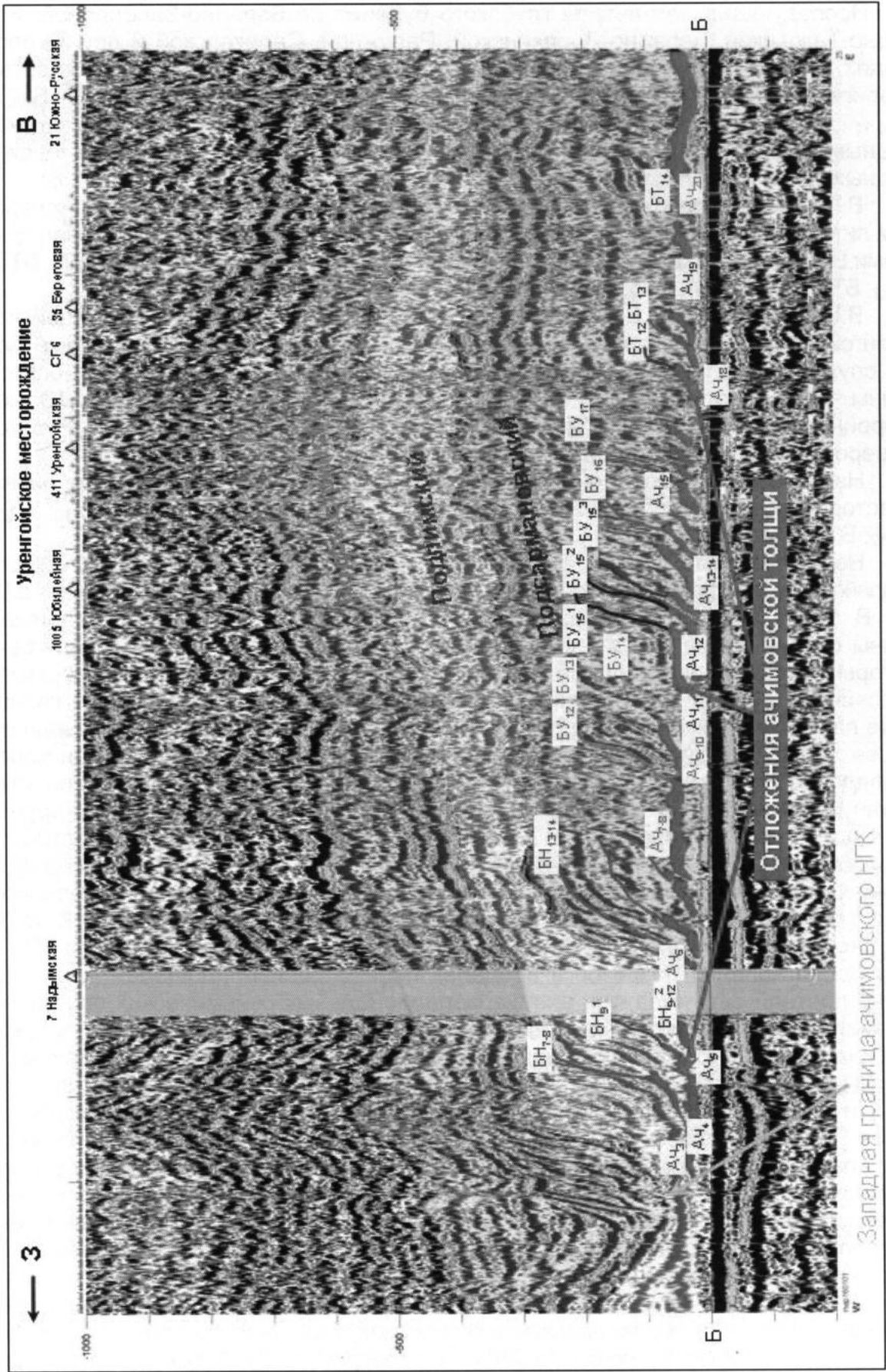


Рис. 3. Сейсмический разрез по линии регионального сейсмического профиля № 25

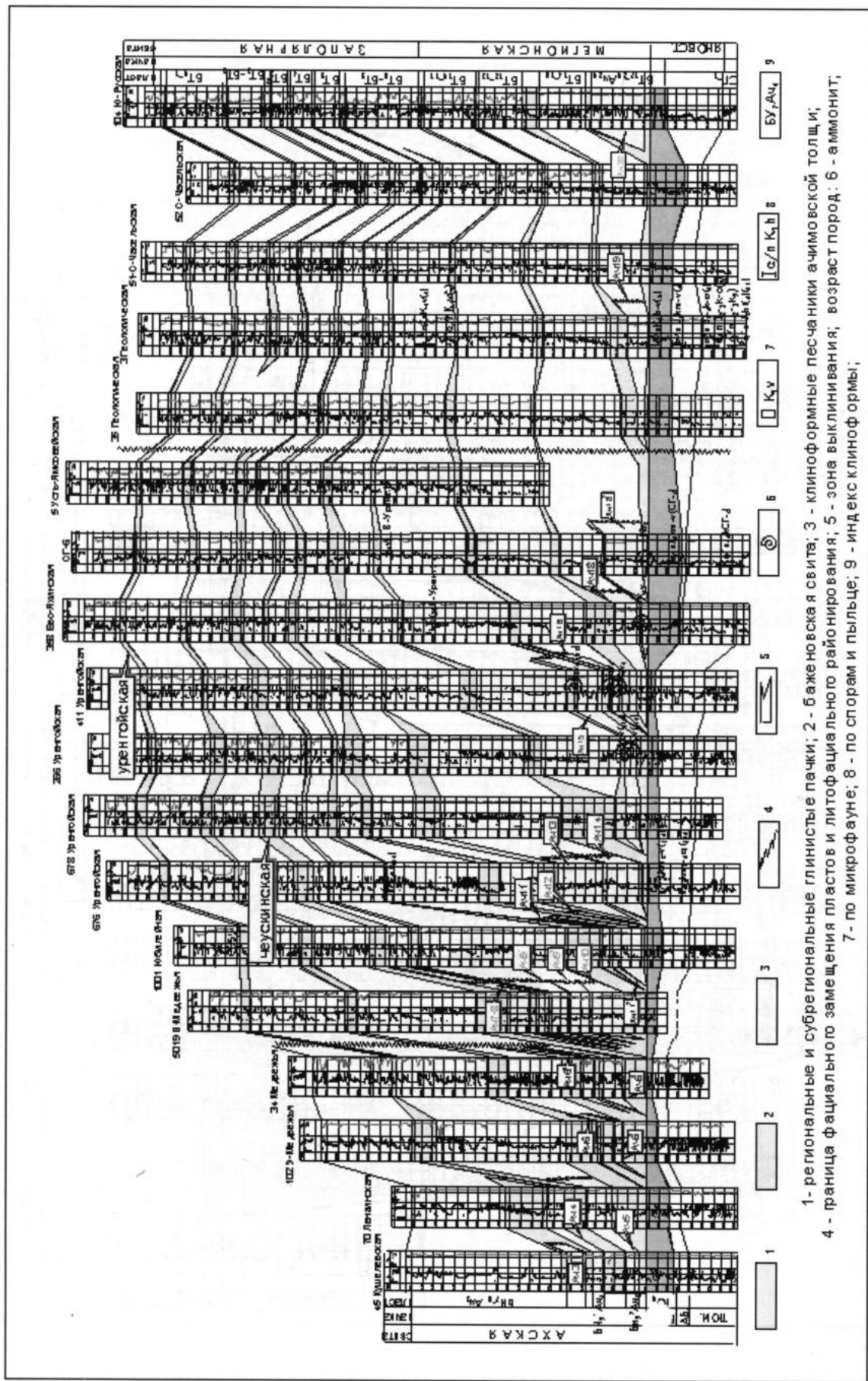
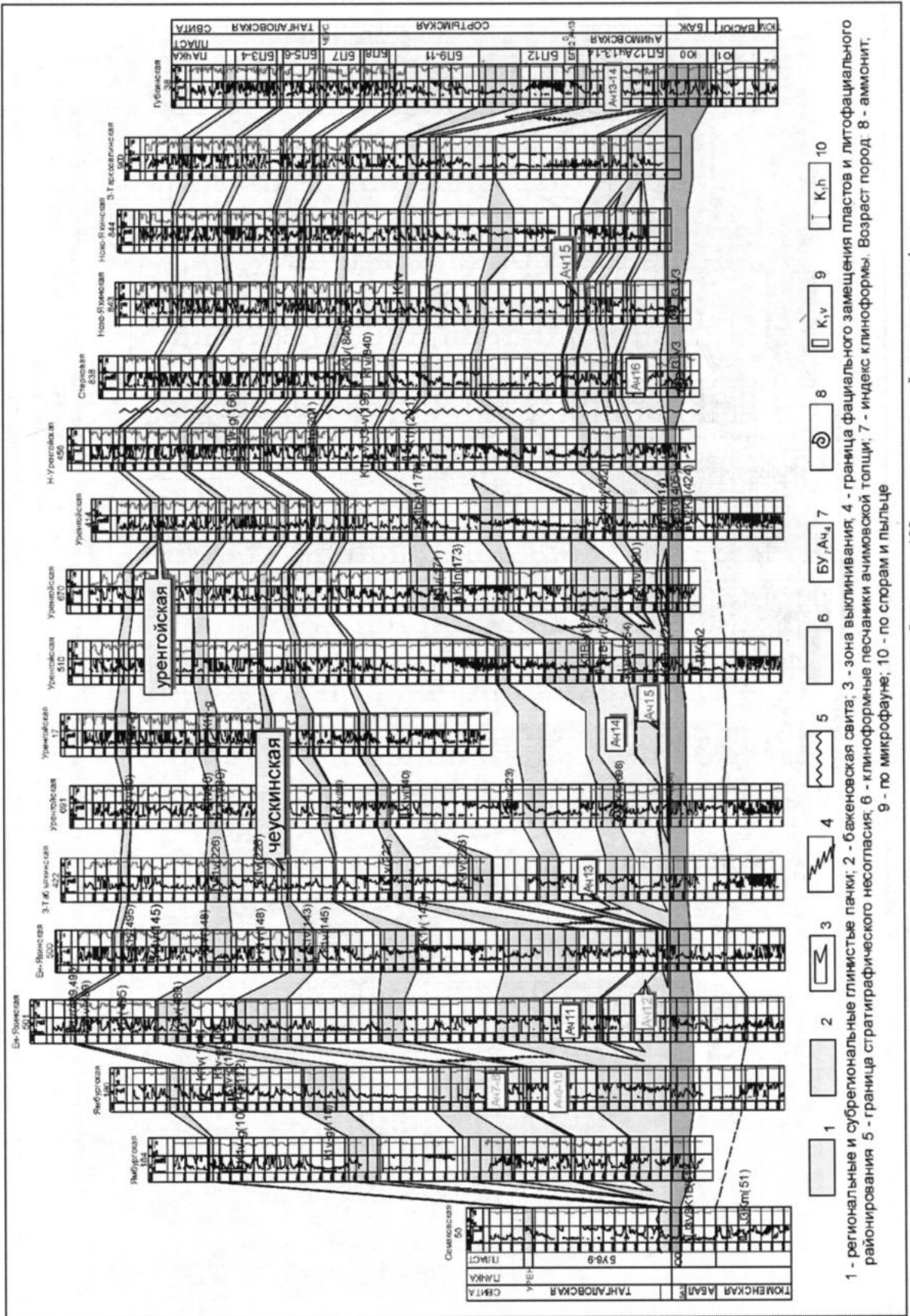


Рис 4. Схема корреляции неокомских отложений по линии 25 регионального сейсмического профиля



Помимо зональной корреляции, сопоставление разрезов скважин производилось по линии меридиональных сейсмических профилей 105, 106, 107 (рис. 5; 7; 8). На основании выполненной корреляции в качестве синхронных приняты пласты БП₃ – БУ₈, БП₅ – БУ₁₀, БП₇ – БУ₁₂ и т.д. (рис. 5; 9). Анализ материалов совещания 1986 г. и последующих публикаций по рассматриваемой проблеме, а также полученных результатов показал, что расхождение в сопоставлении связано преимущественно с верхней группой пластов (БУ и БП).

В южной части исследуемой территории для региональной и зональной корреляции также использовались трансгрессивные глинистые пачки, такие как кошайская, быстринская, сармановская, чеускинская и т.д. (рис. 7).

Для увязки пластов группы БС и БВ с пластами БП были использованы именно эти маркирующие горизонты. Корреляция выполнялась как по линии региональных профилей (19, 105 и т.д.), так и зональных по более плотной сети скважин (см. рис. 1).

В результате выполненной корреляции в качестве синхронных приняты пласты БП₁₆ – БВ₈, БП₁₄ – БВ₆, БП₁₂ – БВ₄, БП₉ – БС₁₂, БП₈ – БС₁₁, БП₇ – БС₁₀ и т.д.

Сопоставление пластов группы БУ и БН выполнялись как по линии региональных профилей (рис. 4, 6), так и через их стратотипы (скв.32 – Медвежья, скв.17 – Уренгойская) на основании зональной корреляции. В результате было установлено следующее взаимоотношение пластов БУ и БН: БУ₁ – БН₂; БУ₅ – БН₇; БУ₇ – БН₉ и т.д.

Корреляция разрезов с Тазовского полуострова на полуостров Ямал и Гыданский полуостров производилась как по скважинным данным (рис. 8), так и с использованием региональных сейсмопрофилей (рис. 10, 11). В результате было установлено, что пласту БУ₁ соответствует пласт БЯ₁₀, пласту БУ₃ – БЯ₁₇.

Таким образом, по данным стратиграфических исследований были получены следующие результаты:

- установлена синонимика пластов группы БС, БВ, БП, БУ, БТ и т.д. (БС₁ – БП₁ – БН₇ – БУ₅; БС₆ – БП₃ – БУ₈ – БТ₀; БС₁₀ – БП₇ – БУ₁₂ – БТ₃ и т.д.);
- к югу от Вынгайхинской площади впервые установлено соотношение кровли пласта БП₁₂ и БВ₄. В целом в объем сейсмокомплекса БП₁₂₋₁₃ в южной части исследуемой территории предлагается включить пласты БВ₄ и БВ₅;
- пласты БП₁₀₋₁₁ не находят индексированных аналогов в разрезах сургутского и вартовского типов. Они залегают ниже пласта БП₉, который соответствует пласту БС₁₂;
- по результатам сейсмогеологической корреляции по линии региональных меридиональных профилей 105, 106, 107 было установлено, что пласту БС₁₀ соответствуют пласты БП₇ и БУ₁₂, т.е. аналоги чеускинской пачки на севере исследуемой территории залегают над пластом БУ₁₂, ранее (г.Тюмень, 1991) ее выделяли в разрезе над пластом БУ₁₀;
- в пределах исследуемой территории изменилось в разрезе положение пимской пачки, залегающей в Среднем Приобье над пластом БС₁. Ранее (1986, 1991 гг.) пласт БС₁ сопоставлялся с пластом БУ₁. Корреляция по линии регионального профиля № 19, где пачка достаточно уверенно коррелируется (рис. 7) до пересечения со 105 профилем, и затем сопоставление разрезов по линии 105 профиля показали, что пласт БС₁ сопоставляется с пластом БУ₅, т.е. в северных районах аналоги пимской пачки залегают над пластами БУ₅, БН₇;
- в пределах Гыданского полуострова и полуострова Ямал прослежены аналоги ямбургской пачки, а также глинистой пачки над пластом БУ₁.

В соответствии с выполненной корреляцией подошва пласта ТП₁₆ танопчинской свиты сопоставляется с кровлей тангаловской свиты, пласт БГ₁₀(БЯ₁₀) - с пластом БУ₁.

Выполненные исследования явились основой для расчленения неокомского НГК на четыре субрегиональных подкомплекса: подсармановский, подпимский, подбыстринский и подкошайский, в свою очередь, последних на зональные НГК – резервуары (клиноформы).

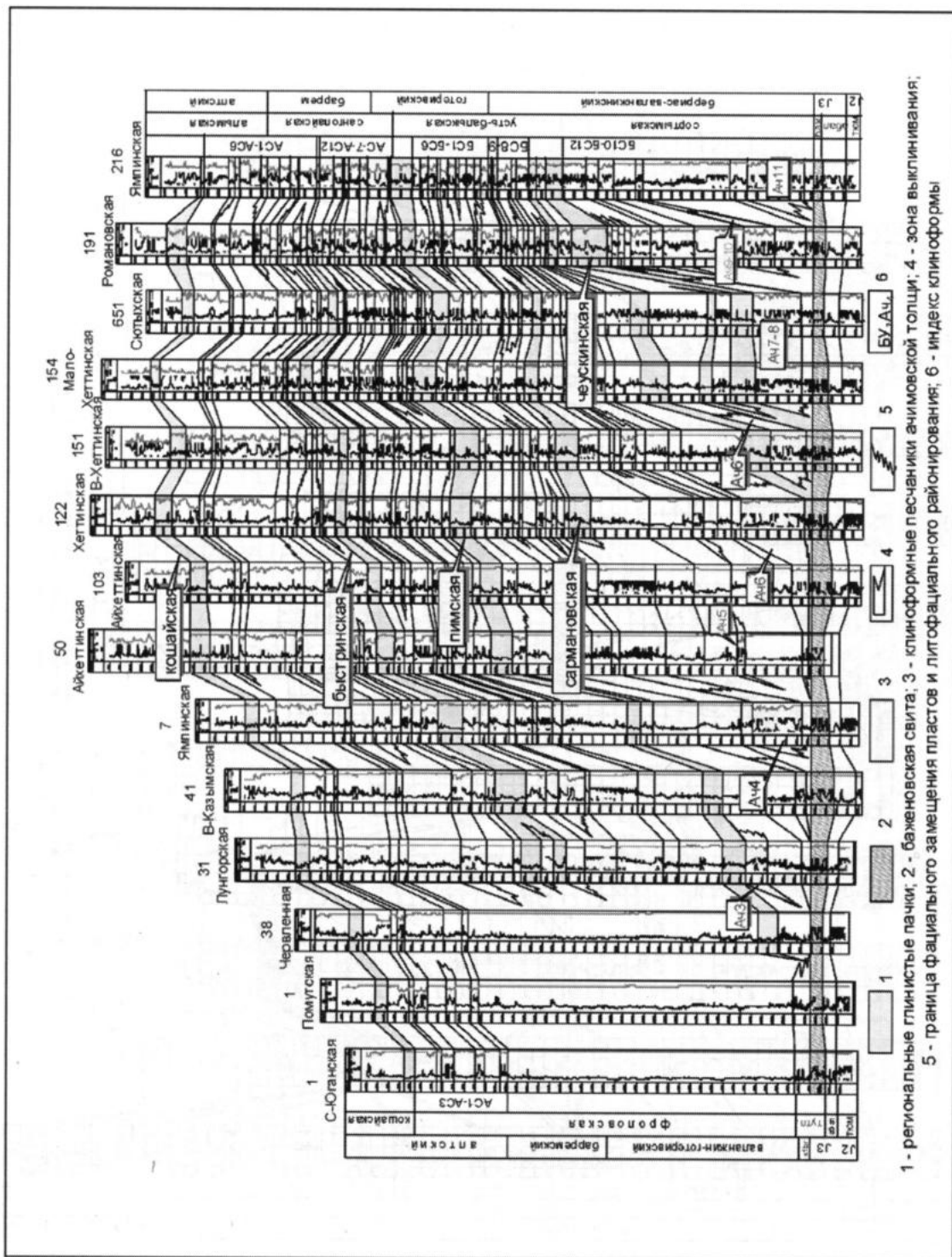


Рис. 7. Схема корреляции неомских отложений по линии 19 регионального сейсмического профиля

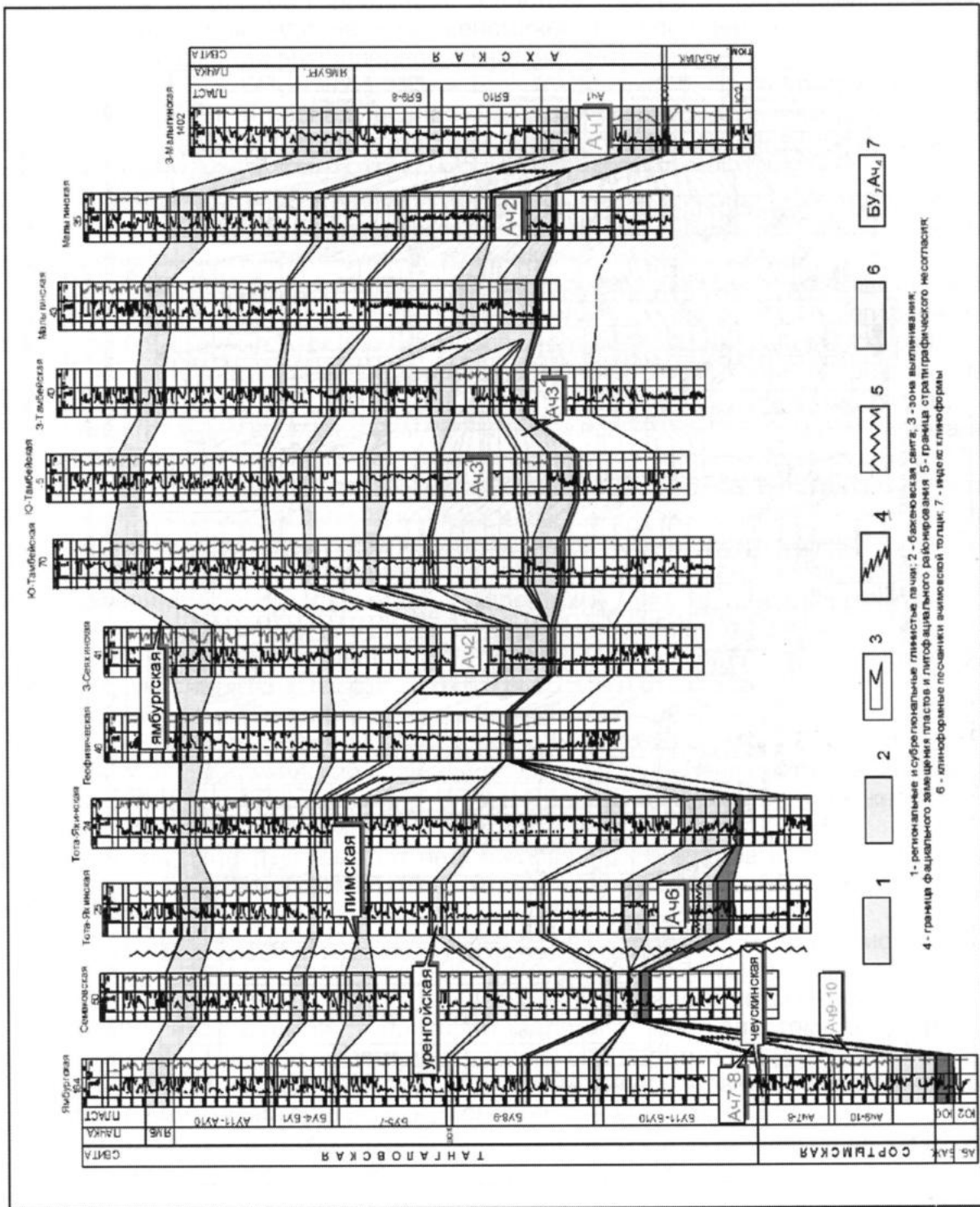
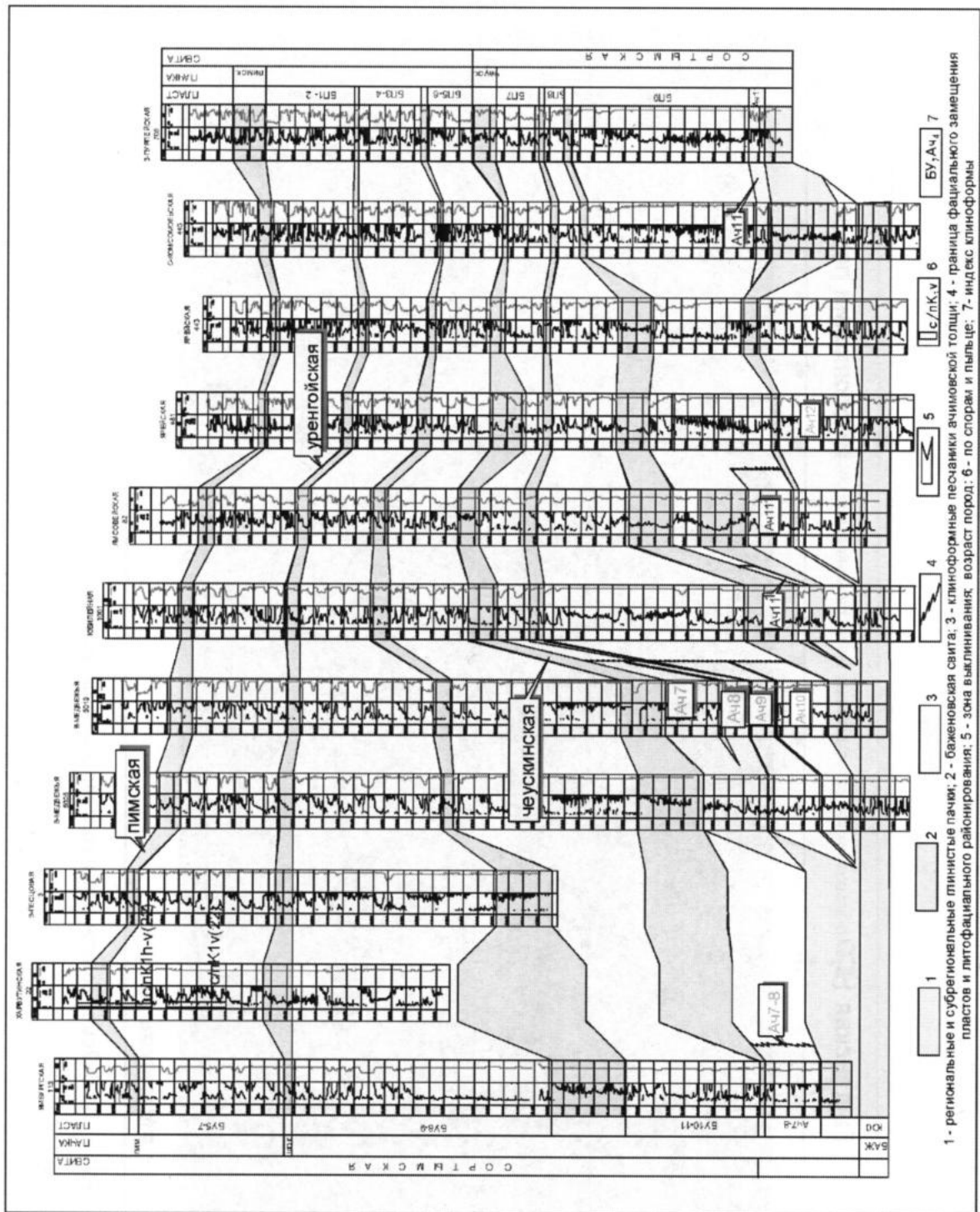


Рис. 8. Схема корреляции неокских отложений в пределах Тазовского, Гыданского и Ямальского полуостровов



1 - региональные и субрегиональные тинистые пачки; 2 - баженская свита; 3 - клиноформные песчанки ачимовской толщи; 4 - граница фациального замещения пластов и литофациального районирования; 5 - зона выклинивания; 6 - по слопам и пыльце; 7 - индекс клиноформы

Рис. 9 Схема корреляции неосомских отложений по линии 105 регионального сейсмического профиля

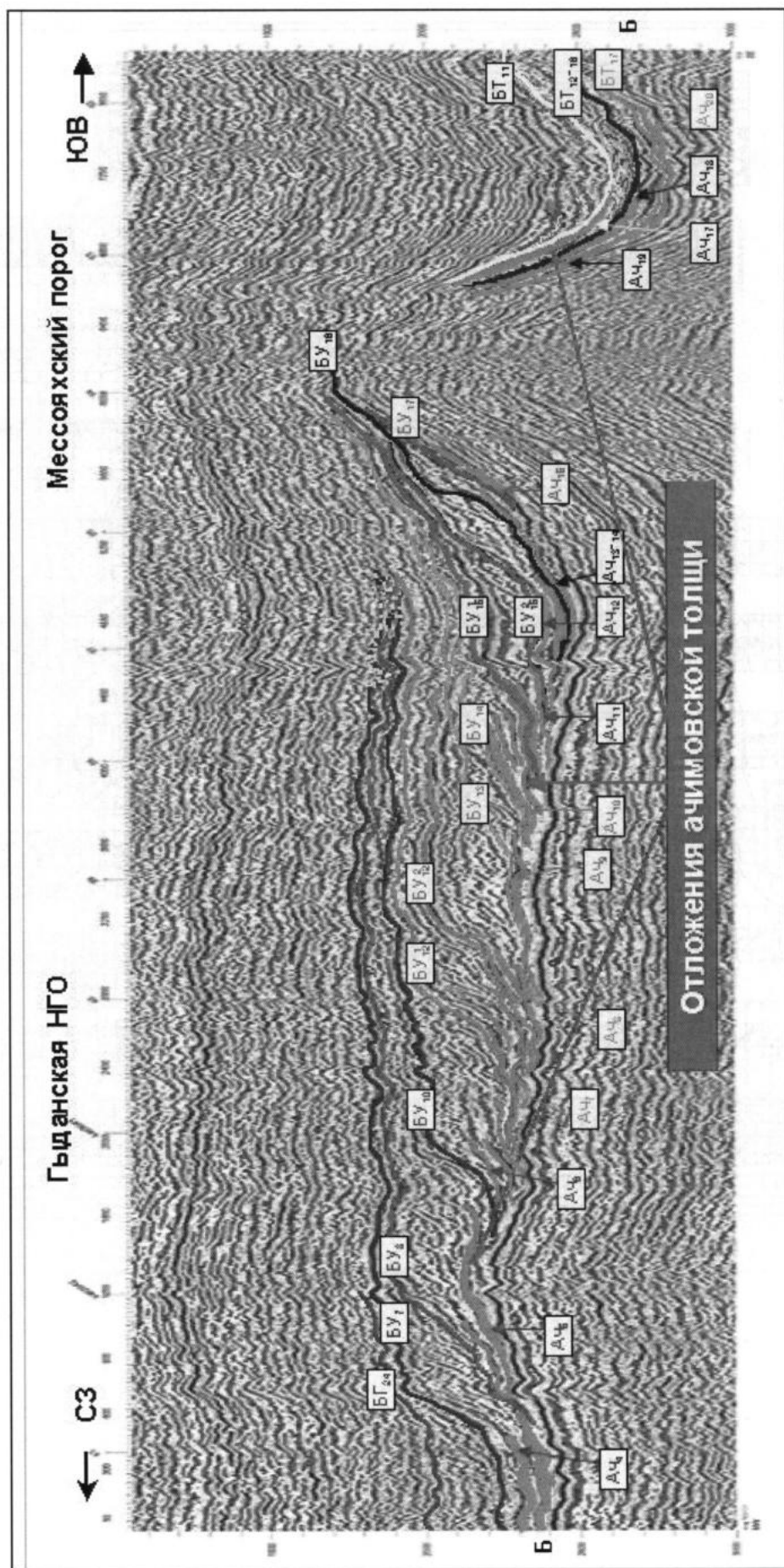


Рис. 10. Сейсмо-геологическая корреляция по линии регионального профиля № 108

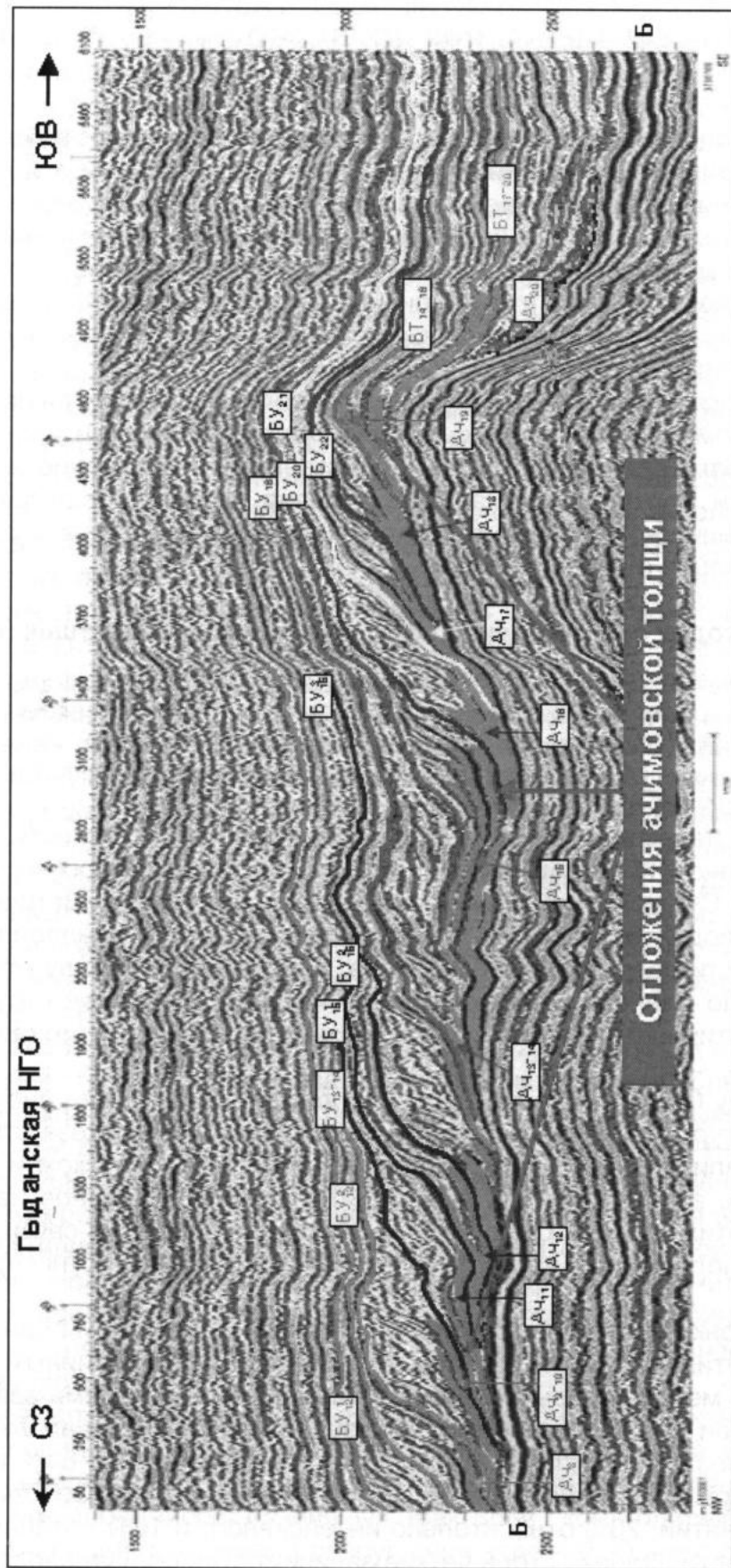


Рис. 11. Сейсмо-геологическая корреляция по линии регионального профиля № 109

2 ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ПОИСКОВО-ОЦЕНОЧНЫХ РАБОТ

Объектом оценки перспективных запасов являются конкретные локальные ловушки (структурные, литологические, стратиграфические и т.д.). Описание методик, применявшихся при оценке перспективности ловушки, разделяется на две группы: методы, позволяющие оценить ловушку как продуктивную или непродуктивную и методы количественной оценки углеводородов в ловушке. При этом необходимо отметить, что различные исследователи за объект оценки брали: пласт, группу гидродинамически связанных пластов (резервуар), нефтегазоносный комплекс.

Оценка перспективности ловушек, как правило, производится на основании изучения закономерностей размещения залежей по разрезу и площади. К основным факторам, влияющим на пространственное размещение залежей УВ, следует отнести: литолого-фациальные условия накопления отложений, особенности тектонического развития локальных поднятий и в целом региона, направление миграции флюидов и т.д.

2.1 Обзор методик общей оценки нефтегазоносности ловушек (структур)

В разработке вопроса принимали участие сотрудники территориальных геологических управлений и научно-исследовательских институтов, в том числе Н.Н. Ростовцев, Ф.Г. Гурари, И.И. Нестеров, М.Я. Рудкевич, В.Д. Наливкин, О.А. Ремеев, В.С. Лазарев, Г.П. Мясникова, В.Г. Смирнов, А.М. Волков, Ю.Н.Карогодин, Ф.К. Салманов, В.С. Старосельцев, В.И. Шпильман, Г.И. Плавник и другие.

Одним из первых предложил способ оценки продуктивности локальных поднятий Западно-Сибирской низменности до постановки буровых работ Н.Н. Ростовцев [26]. Сущность методики основывалась на сравнении гипсометрической отметки свода структуры по продуктивному пласту с предполагаемой отметкой плоскости водонефтяного контакта, построенной по ряду открытых месторождений. По данному методу пласт на искомой локальной структуре оценивался продуктивным, если его кровля оказывалась выше региональной плоскости контактов.

В 1967 году О.А. Ремеевым [27] была применена методика оценки продуктивности структур и отдельных пластов, основанная на гипотезе струйной миграции УВ. Анализируя распространение залежей на Сургутском и Нижневартовском сводах, автор пришел к выводу, что преимущественное направление миграции для этих районов было с севера и северо-запада. В связи с этим все структуры, расположенные на противоположных склонах, он относил к бесперспективным.

Попытка конкретного прогнозирования нефтегазоносности поднятий по истории их развития была предпринята Е.И. Бенько, Е.В. Еханиным и др. [28]. Предложенный метод основывается на установленной авторами связи распределения залежей в разрезе нефтесодержащих толщ с интервалами наиболее интенсивного роста поднятий. Авторы пришли к выводу, что 64% интервалов разреза, с которыми связаны залежи, соответствуют этапам наиболее ускоренного роста поднятий, 20% относительно интенсивного и 16% - этапам пониженной интенсивности. Однако столь четкие зависимости продуктивности поднятий от времени их заложения и интенсивности роста, к сожалению, не носят повсеместного характера.

В 1969 году А.Я. Эдельштейном и Г.И. Плавником была разработана методика оценки перспективности структур по тектоническим признакам.

А.М. Волковым [29] было предложено использовать для разделения газоносных и неперспективных структур алгоритмы распознавания образов. В предлагаемую автором дискриминантную функцию были включены параметры, отражающие лишь морфологию оцениваемых ловушек. Все выбранные признаки не содержали информацию о нефтегазоносности оцениваемых объектов и их строении (глинизации, раскрытии покрышки и т.д.).

В 1968 году Г.Э. Прозоровичем [30] была разработана и применена для оценки перспективности структур по отдельным пластам методика с использованием литологических факторов. В основу оценки перспективности структур положены экранирующие способности глинистых покрышек, коллекторские свойства продуктивных пластов. Оценка выделенных объектов производилась с помощью методики изоконтактов Н.Н. Ростовцева.

В предложенной Г.П. Мясниковой, Г.И. Плавником, В.И. Шпильманом [31] методике оценки перспективности структур по степени их заполнения основное внимание уделялось выделению в разрезе осадочного чехла объектов и доказательству того факта, что только на хорошо выделенных объектах можно изучить закономерности размещения залежей УВ. Одновременно авторы предложили для оценки заполненности структур зависимость ресурсов углеводородов в ловушке от площади нефтесброса этой ловушки. В пределах выделенных площадей нефтесброса определялась средневзвешенная мощность проницаемых пород и их объем. По этим данным были построены графики зависимости ресурсов в ловушках и площади нефтегазоносности от объема проницаемых пород в пределах площади нефтесбора. На графиках наметилась зависимость между этими параметрами для резервуаров, сложенных породами морского генезиса, для резервуаров прибрежно-морского генезиса и для резервуаров представленных в континентальных фациях. Таким образом, появилась возможность при подсчете ресурсов УВ не только количественно оценить степень заполнения, но и учитывать различия в нефтегазогенерирующих возможностях различных фаций.

В работе И.И. Нестерова, А.В. Рылькова [32] при оценке перспективности структур на нефть и газ использована генетическая модель. Следует отметить, что генетические модели широко применялись С.Г. Неручевым [33], Н.Б. Васоевичем [34] и др., но для оценки перспективности структур генетическая модель в явном выражении использовалась впервые. На основании разработанной И.И. Нестеровым принципиальной модели формирования залежей по каждому продуктивному горизонту для определенной фациальной зоны строится график зависимости значений обобщенного коэффициента, учитывающего степень метаморфизма и упругость растворенных газов от глубины ловушки. По построенным графикам производилась оценка перспективности локальных структур на нефть и газ.

Позднее авторы модифицировали свой метод с учетом конкретных геологических условий. Для определения вероятности обнаружения залежей углеводородов в северных районах Западной Сибири ими предложена модель, учитывающая большое число различных факторов, контролирующих процессы нефтегазогенерации, миграции и разрушения залежей. Однако оценка ряда параметров представляет трудноразрешимую задачу.

Комплексный подход при оценке перспективности структур был осуществлен в методике разделения пустых и перспективных структур А.Э. Конторовича и других [35]. Оценка перспективности структур производится с использованием четырех групп параметров: тектонических, литологических, геохимических и гидрогеологических. Если большинство критериев указывает на благоприятность нефтегазонакопления, то структура оценивается продуктивной.

В 1974 году Ф.К. Салмановым [36] был предложен для разделения локальных поднятий на нефтеносные и «пустые» графический метод с использованием генетических треугольников. Для каждого треугольника подбираются такие параметры, при использовании которых точки, отвечающие нефтеносным и «пустым» ловушкам, группируются в различных частях треугольников. Автором были использованы структурные и геохимические признаки. Оценка перспективности структур производилась по отдельным пластам.

Разработанная В.И.Шпильманом [37] методика позволяет на основании анализа различных моделей процесса формирования залежей нефти и газа оценить ожидаемое количество ресурсов углеводородов на перспективных структурах. Большое место уделено анализу геолого-геофизического материала в целях определения достоверности наличия ловушек.

В большинстве работ, особенно последних лет, при оценке перспективности структур отмечается комплексный подход.

Новый подход к изучению закономерностей нефтегазонакопления соответственно оценки перспективности объектов (ловушек) в Западной Сибири, связывается многими исследователями с триасовым рифтогенезом.

Крупнейшим в Западной Сибири (по В.С. Суркову и др., 1959, 1997) является Уренгойско-Колтогорский грабен-рифт, вытянутый в субмеридиональном направлении на расстоянии более 1800 км (от Омской области до Новой Земли) при ширине от 30 до 80 км. Кроме данного грабен-рифта, в пределах севера Западной Сибири, выделяются крупные Худосейский, Хадуттейский, Ямальский и т.д. грабен-рифты. Для оценки роли рифтогенеза в формировании залежей УВ, выявлении закономерностей их размещения и соответственно оценки степени перспективности объектов в работе А.А. Нежданова и др. [38, 39] была составлена карта нефтегазоносности в связи с размещением рифтогенных зон севера Западной Сибири (рис. 12). Положение месторождений УВ (залежей) относительно выделенных рифтов и рифтоподобных структур, по мнению авторов, связано именно с данными тектоническими элементами. Однако, если проанализировать данную карту, то практически вся территория севера Западной Сибири покрыта этими элементами, за исключением северо-восточной, включающей часть Гыданской НГО, Большехетскую впадину и Усть-Енисейский район, и самой западной (между реками Обь и Надым). По мнению авторов, данные зоны характеризуются слабым проявлением рифтогенеза, поэтому в их пределах выявлены мелкие месторождения с небольшим этажом нефтегазоносности. Однако в данной ситуации, по-видимому, следует учитывать и литофациальные особенности разреза – в восточном направлении отмечается существенное опесчанивание разреза, т.е. раскрытие глинистых флюидоупоров, соответственно в западном направлении, наоборот, глинизация песчано-алевритовых пластов, что приводит к снижению этажа нефтегазоносности. Все наиболее крупные месторождения тяготеют к осевой части бассейна, где мощности чехла достигают 7500 м, к периферии они сокращаются [40], естественно, снижается этаж нефтегазоносности. С другой стороны, существует точка зре-

ния (В.С. Бочкарев и др., 2003), что данные территории характеризуются еще и значительной промытостью разреза (гидрохимические показатели), что привело к разрушению существующих ранее залежей УВ.

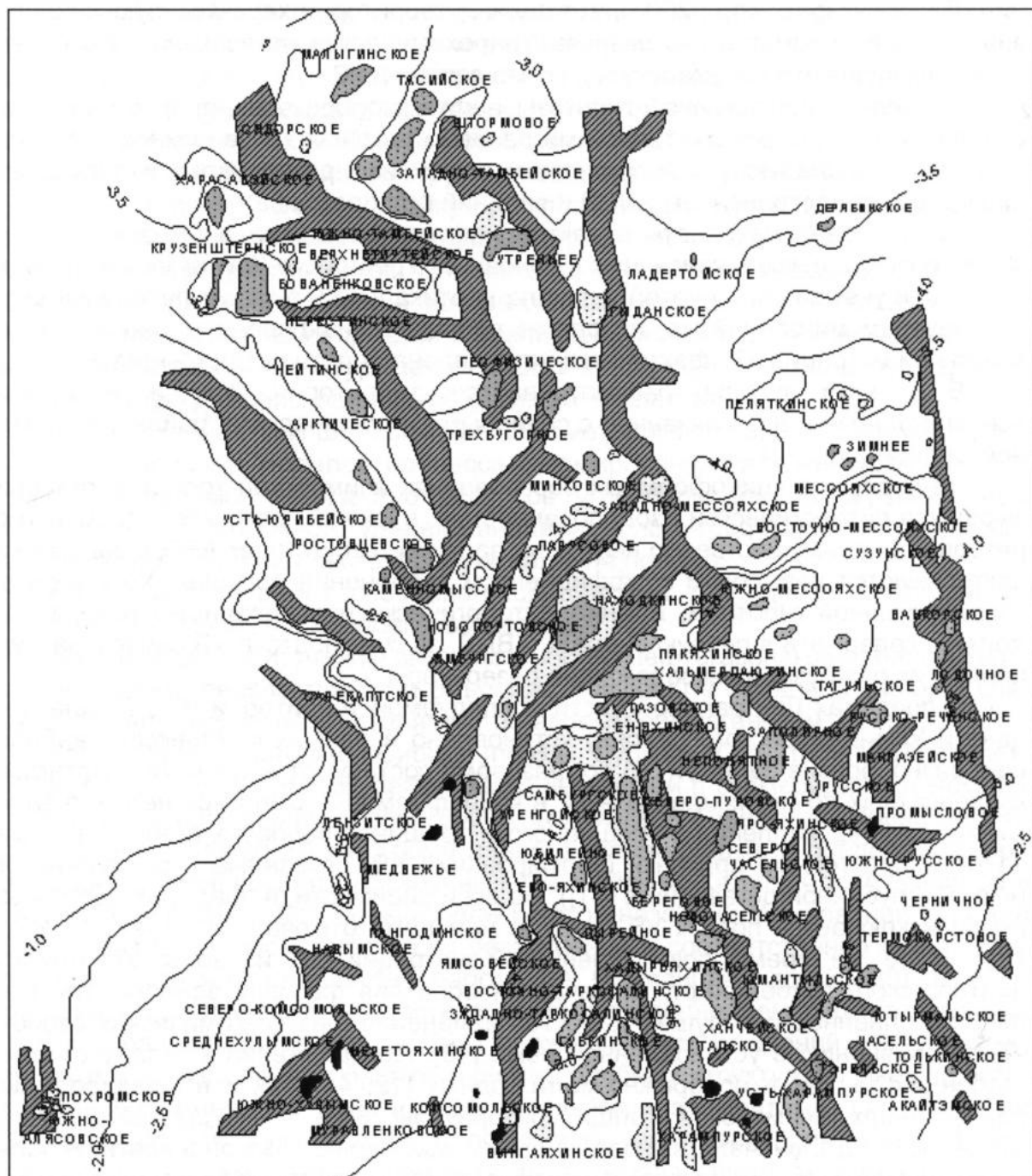
Исходя из рифтогенной гипотезы нефтегазообразования, формирование скоплений УВ связано с активной миграцией исходных УВ из нижних слоев литосферы с последующим заполнением возможных резервуаров и ловушек, с широким распространением АВПД и явлений гидроразрыва.

Если проанализировать характер нефтегазоносности ачимовского и неокомского комплексов, связанных с основным Уренгойско-Колтогорским грабен-рифтом, с учетом ступенчатой, сначала вертикальной, а затем латеральной по резервуарам миграцией, то, исходя из принципа дифференциального улавливания при миграции УВ, фактически установлена обратная зональность.

В данном случае рассматривается территория, как и в работе А.А. Нежданова и др., связанная с северными и арктическими районами Западной Сибири (рис. 12).

Во-первых, в клиноформных образованиях ачимовской толщи, характеризующихся литологической изолированностью, в южной части исследуемой территории, в преимущественно нефтяных залежах, отсутствует АВПД, залежи характеризуются невысоким коэффициентом заполнения ловушек. Хотя, исходя из рифтогенной гипотезы, именно литологически изолированные резервуары должны содержать в первую очередь АВПД, за счет подтока УВ снизу и затрудненную их разгрузку в вышележащие резервуары.

В пределах центральной части исследуемой территории (без Ямала, Гыдана и Усть-Енисейского района) установлено в данных комплексах наибольшее разнообразие залежей УВ по фазовому составу: от нефтяных, нефтегазоконденсатных до газоконденсатных, в клиноформном комплексе неокома залежи УВ с АВПД, коллектора трещинного и трещинно-порового типов, т.е. отмечаются характерные признаки формирования УВ, связанные с рифтогенезом («трубы глубинной дегазации»; [41]). По всей видимости, в пределах данной зоны не исключается подток УВ снизу, о чем нами отмечалось ранее [40, 42 и т.д.]. В то же время при ступенчатой миграции УВ из зоны Уренгойско-Колтогорского грабен-рифта отмечается обратная фазовая зональность, степень заполненности ловушек, характер изменения физико-химических свойств УВ по сравнению с установленной нами [43]. При движении к западу от зоны грабен-рифта, как в прибрежно-мелководных [12, 44], так и в клиноформных образованиях ачимовской толщи (резервуары БП₁₂ – Ач₁₃₋₁₄; БП₁₄ – Ач₁₅; БП₁₆Ач₁₆; и т.д.), сначала выявлены преимущественно газоконденсатные залежи, затем появляются газоконденсатные с нефтяными оторочками, а в зоне фациального замещения неокомских пластов либо в зоне выклинивания клиноформ (западные границы резервуаров) нефтяные залежи. При этом коэффициенты заполнения ловушек УВ закономерно увеличиваются в направлении западных границ резервуаров, в этих же направлениях увеличивается потенциальное содержание конденсата, содержание асфальтено-смолистых и т.д. [43, 44]. Такие же закономерности установлены и для среднеюрских отложений (пласты Ю₂₋₄), - на восточных склонах Уренгойского мегавала выявлены газоконденсатные залежи либо получены непромышленные притоки газоконденсата, на западных склонах выявлены нефтяные залежи. В случае определяющей роли при формировании залежи УВ Уренгойско-Колтогорского грабен-рифта должны были наблюдаться противоположные закономерности (исходя из принципа дифференциального улавливания при миграции УВ).



Условные обозначения



1 - нефть в рифтоподобные структуры; 2 - изогипсы кровли верхних юр.; м.; неосторождения; 3 - газовые, 4 - газоконденсатные, 5 - нефтяные, 6 - газонефтяные, 7 - нефть газоконденсатные

Рис. 12 Схематическая карта размещения месторождений нефти, газа и конденсата относительно рифтогенных зон северных и арктических районов Западной Сибири (составили И.В. Косарев, А.А. Нежданов, 2000 г.)

Таким образом, не отрицая роль рифтогенеза в формировании и размещении залежей УВ, следует отметить, что, по всей вероятности, существенную роль на пространственное размещение залежей УВ, их фазовый состав, соответственно перспективность ловушек оказывали влияние ряд других геолого-геохимических факторов (литофациальные условия накопления отложений, тип РОВ, неотектонический этап развития и т.д.), что необходимо учитывать при локальном прогнозе нефтегазоносности. Все рифты и рифтогенные структуры В.С. Сурковым и др. [45] выделялись по грави- и магнитным аномалиям и сейсморазведке МОГТ. В качестве главенствующих принимались данные магнито- и сейсморазведки МОГТ.

Следует отметить, что при характеристике тектонического строения и истории развития центральной части исследуемой территории (Надым-Тазовское междуречье) Нижнепурский мегапрогиб (Уренгойско-Колтогорский грабен-рифт) достаточно отчетливо выделен на структурной карте только по кровле барремских отложений, контуры которого совпали полностью с контурами положительных аномалий потенциальных полей. По ниже- и вышележащим горизонтам он выражается в форме структурного залива либо мульды. Поскольку речь идет о более поздних апт-альб-сеноманских, позднемеловых и кайнозойских движениях, то В.С. Бочкарев считает, что именно послеаптский возраст в основном имеют магнитные аномалии. Иными словами, выделение Уренгойско-Колтогорского грабен-рифта и ряда других, в пределах севера Западной Сибири, он считает неправомерным на основании магнитных аномалий. Безусловно, что такая точка зрения носит дискуссионный характер.

2.2 Использование «прямых» методов при локальном прогнозе нефтегазоносности

Методически опробование «прямых» методов выполнялось на примере более сложнопостроенного ачимовского НГК.

Анализ характера нефтегазоносности клиноформных образований ачимовского НГК позволил установить, что здесь преобладают залежи УВ, связанные с ловушками структурно-литологического либо литологического типов, иногда осложненных тектоническими нарушениями. С другой стороны, установлена различная зональность по фазовому насыщению ловушек, степени их заполненности УВ, различным гипсометрическим положением и т.д. Как выше отмечалось, на гипсометрически наиболее приподнятых отметках в южной части выявлены нефтяные залежи, в более погруженных зонах в центральной части исследуемой территории газоконденсатные, нефтегазоконденсатные и еще севернее снова нефтяные залежи [43]. В пределах полуострова Ямал и Усть-Енисейском районе вновь на более высоких гипсометрических отметках установлены газовые, газоконденсатные, нефтегазоконденсатные и нефтяные залежи. В данной ситуации, предложенный Н.Н. Ростовцевым метод изоконтактов не позволяет произвести оценку перспективности объектов, выделенных в ачимовском НГК, он хорошо себя оправдал при оценке перспективности ловушек структурного типа, преимущественно в неокомском НГК.

При оценке подобного типа объектов необходимо комплексирование тектонических условий развития региона, литофациальных особенностей формирования отложений, направлений миграции УВ, закономерностей изменения физико-химического состава флюидов [12] и т.д.

Наряду с перечисленными классическими методами при локальном прогнозе используются «прямые» методы прогноза нефтегазоносности. В основе большинства «прямых» методов лежат диффузия и фильтрация УВ вверх по разрезу к поверхности Земли и те химические изменения, которые происходят под воздействием УВ в разрезе пород, почве, а также на контакте между скоплениями УВ и водой или вмещающими породами [42, 46, 47, 48]. Современные методы «прямых» поисков залежей УВ или локального прогноза нефтегазоносности можно разделить на четыре группы: геохимические, биологические, геофизические и дистанционные.

Следует отметить, что для клиноформных отложений ачимовской толщи характерна существенная дифференцированность скважин по продуктивности (от «сухих» до высокодебитных), что связано как с геологическими, так и технологическими факторами [49, 50, 51, 52, 53, 54 и т.д.]. Высокодебитные зоны, как правило, связаны с участками повышенных значений эффективных толщин, хотя имеются и исключения. Например, в скв. 672 Уренгойской площади при эффективной толщине 6 метров дебит газоконденсата на 6 мм штуцере составил 148 тыс.м³/сут. Получение высокодебитных притоков из пластов с такими характеристиками объяснялось наличием трещинно-порового типа коллектора [49, 52, 53, 55, 56].

Продуктивность трещинно-порового коллектора определяется характером взаимодействия (массопереноса) между двумя срезами (матрица-трещина) с резко отличающейся проницаемостью [55]. Лабораторные исследования керна показали, что матрица в силу своих фильтрационно-емкостных свойств ($K_{пр} < 1\text{Мд}$) характеризуется более высокой проницаемостью по газу. Продуктивность скважин по нефти напрямую зависит от густоты и закрытости трещинной составляющей, сохраняющейся до предельно допустимых депрессий, при которых происходит массоперенос нефти из матрицы в фильтрационные каналы. Примером может служить скв. 180 Самбургской площади, в которой коллекторы по комплексу промыслово-геофизических исследований не выделяются (неколлектор), при испытании в скважине ачимовской толщи (клиноформа БП₁₄Ач₁₅) получен фонтан нефти дебитом более 70 м³/сут, в скважине 754 Уренгойской дебит нефти составил более 180 м³/сут. В первом случае коллектор представлен трещинным типом, во втором – трещинно-поровым. В скважине 291 Уренгойской, как и в скважине 180 Самбургской площадей, коллекторы по ГИС не выделялись. При испытании клиноформы БП₁₄Ач₁₅ первоначально притока не было получено (объект «сухой»), после проведения гидроразрыва пласта получен фонтан нефти дебитом более 80 м³/сут. Увеличение в 2-3 раза дебитов газоконденсата, также было установлено после проведения гидроразрыва пластов [57]. Как в первом, так и во втором случаях начала работать трещинная проницаемость.

Вполне естественно, что в данных условиях становится важным вопрос выделения и картирования зон развития коллекторов трещинного типа, характеризующихся наибольшим насыщением УВ, продуктивностью и неравномерностью их распределения по площади и разрезу.

Для этих целей из четырех названных выше видов «прямых» методов в работе использовались геофизические и дистанционные, из числа которых применялись «Рельеф-2» [58, 59, 60], «Распознавание образов» [58, 61, 62], космофотодешифрирования [59, 63] и Прони-преобразования [53, 64, 65]. Данные методы использовались в комплексе с глубоким бурением. В перспективе для комплексности исследований столь сложного объекта можно использовать

метод локального прогноза по геотермическим данным, хотя в настоящее время он недостаточно отработан. Главная трудность заключается в том, что вблизи месторождений не происходит однотипной перестройки структуры геотермического поля, которое могло бы стать поисковым признаком. Анализ данных по тепловому потоку вблизи месторождений УВ показывает, что залежь весьма редко характеризуется ярко выраженной положительной или отрицательной аномалиями, но, как правило, они находятся в напряженных геотермических зонах [66, 67]. Тем не менее, комплексирование данного метода с выше перечисленными может более обосновано давать оценку перспективности локальных объектов (ловушек).

Не рассматривается физическая сущность перечисленных методов, она неоднократно ранее излагалась в ряде опубликованных и рукописных работах [58, 59, 60, 61, 62 и т.д.].

Для оценки данных методов в комплексе с результатами бурения были взяты два участка, характеризующихся различным фазовым насыщением (нефть, нефть-газоконденсат и газоконденсат) и различной продуктивностью.

В качестве первого взят Самбургский лицензионный участок, из которого в анализ были включены Самбургское и северный купол Уренгойского месторождений.

Во второй участок попали частично Уренгойское, Восточно-Уренгойское, Есетинское месторождения и Нововэнтайская, Западно-Ярояхинская и Хадыпурская площади.

Следует отметить, что ранее к востоку от Уренгойского вала (зона № 7) с целью оценки перспектив нефтегазоносности клиноформных образований неокома выполнялся значительный комплекс методов локального прогноза нефтегазоносности. В пределах данной зоны в ачимовской толще выявлены залежи на Северо-Пуровском месторождении, к югу от него на Западно-Ярояхинском и Западно-Геологическом поднятиях, в линзовидных пластах группы БТ₈, БТ₁₀, приуроченных к верхней части склона неокомских пластов, были получены непромышленные притоки нефти, в бурящейся скважине 406 Западно-Ярояхинской площади при забое 3638 м из них (пласт БУ₂₀) начались газопроявления, на Усть-Ямсовейском месторождении в данных пластах выявлены промышленные залежи УВ. В подобных линзовидных образованиях зачастую отмечается АВПД (коэффициент аномальности 1.2 – 1.3), что объяснялось частичным перетоком УВ из ачимовской толщи [44, 47, 68]. Но ачимовские отложения глубоким бурением были не изучены (по техническим причинам), хотя в данной зоне по нескольким методам были выделены перспективные аномалии, а по последним сейсморазведочным данным ачимовская толща весьма перспективна. В пределах западного склона Русско-Часельского мегавала по сейсморазведочным данным было выделено крупное линзовидное тело (Русско-Северо-Часельская ловушка), стратифицированное с отложениями ачимовской толщи. Для выделения в пределах данной ловушки наиболее перспективных участков нами была [60] произведена оценка методами «Рельеф-2» и космофотодешифрирование. Выделено несколько аномалий, взаимно перекрывающих друг друга по данным методам. В пределах участков пробурены скв. 100 и 102, в которых объект по керну был насыщен УВ, одна скв. (103) пройдена за контуром аномалий, оказалась без признаков УВ и скв. 101 расположена в аналогичных условиях, также оказалась без признаков УВ.

В пределах Самбургского лицензионного участка локальный прогноз нефтегазоносности выполнялся по двум клиноформам: БП₁₄Ач₁₅ и БП₁₆Ач₁₆, при этом для анализа использовались аномалии, выделенные методами «Рельеф-2», кос-

мофотодешифрирование и амплитудные аномалии по сейсмическим горизонтам, выделенным Ямалгеофизикой (рис. 13, 14). Рассматриваемая территория неравномерно изучена данными методами, поэтому отсутствие аномалий в пределах северного купола Уренгойского месторождения, где доказана высокая продуктивность клиноформ, связана именно с этим.

Выполненный ранее в пределах исследуемой территории В.С. Соседковым и др. [69] анализ сейсмических материалов также показал, что индикатором насыщенности разреза ачимовской толщи в большей степени является не динамические, а кинематические аномалии.

На рис. 13; 14 участки совпадения аномалий, выделенных по двум или трем методам, приняты как наиболее перспективные (высокодебитные). Выполненная в этих контурах оценка извлекаемых запасов УВ (активных) для клиноформы БП₁₄Ач₁₅ составили 50% (рис. 13), для резервуара БП₁₆Ач₁₆ – 56% от суммарных (рис. 14). Следует отметить, что в данные зоны попадают как высокодебитные скважины (скв.180), так и скважины с относительно небольшими дебитами (скв.258). Но, учитывая, что объекты характеризуются смешанным типом коллектора, то, как выше отмечалось, продуктивность их зависит от технологии вскрытия (первичные, вторичные) и интенсификации притоков при испытании (гидроразрывов).

Второй эталонный участок взят к востоку от Уренгойского вала, в который, как выше отмечалось, частично попали Уренгойское, Восточно-Уренгойское, Есетинское месторождения, Нововэнтнойская, Западно-Ярояхинская и Хадыпурская площади. Оценка производилась методами «Рельеф-2», «Распознавания образов», космофотодешифрирования и анализа сейсмических разрезов. На рис. 15 показана сводная карта локального прогноза нефтегазоносности по вышеперечисленным методам, из анализа которой можно отметить следующее:

- наибольшая концентрация аномалий, выделенных методом «Рельеф-2» попадает в два основных поля по методу «Распознавания образов»;
- в районе Ново-Вэнтнойской площади такой концентрации совпадения аномалий, выделенных по различным методам, не наблюдается, хотя есть участки сближения аномалий и их совпадения (по 2 методам);
- скважина 900 Ново-Вэнтнойской площади вскрыла три песчаных генерации в составе клиноформы БП₁₈Ач₁₈, которые продуктивны по керну, оказались вне контуров аномалий, выделенных по «прямым» методам локального прогноза нефтегазоносности. Судя по керновому материалу, в разрезе скважины отмечается существенная доля плотных карбонатных разностей (максимально до 32%), при испытании получены пленки нефти. С этих позиций можно предположить, что зоны выделенных аномалий можно рассматривать, как зоны с улучшенными коллекторскими свойствами (более высоким насыщением УВ): в зоны с аномалиями, выделенными по различным методам, попали скв. 505 и бурящаяся скв. 406 (рис. 15).

В целом следует отметить, что, несмотря на некоторую противоречивость информации по прямым методам локального прогноза нефтегазоносности, с одной стороны, определяется сложностью исследуемого объекта, а с другой – зависит от качества геолого-геофизического материала, комплексирование их с другими геологическими методами (литолого-фациальным, тектоническим, палеогеоморфологическим и т.д.) позволит более обосновано проектировать размещение поисково-оценочных и эксплуатационных скважин.

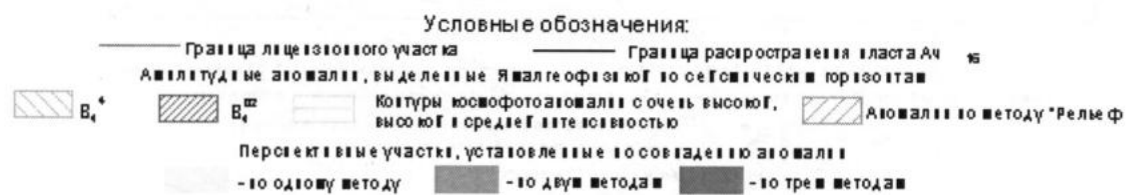
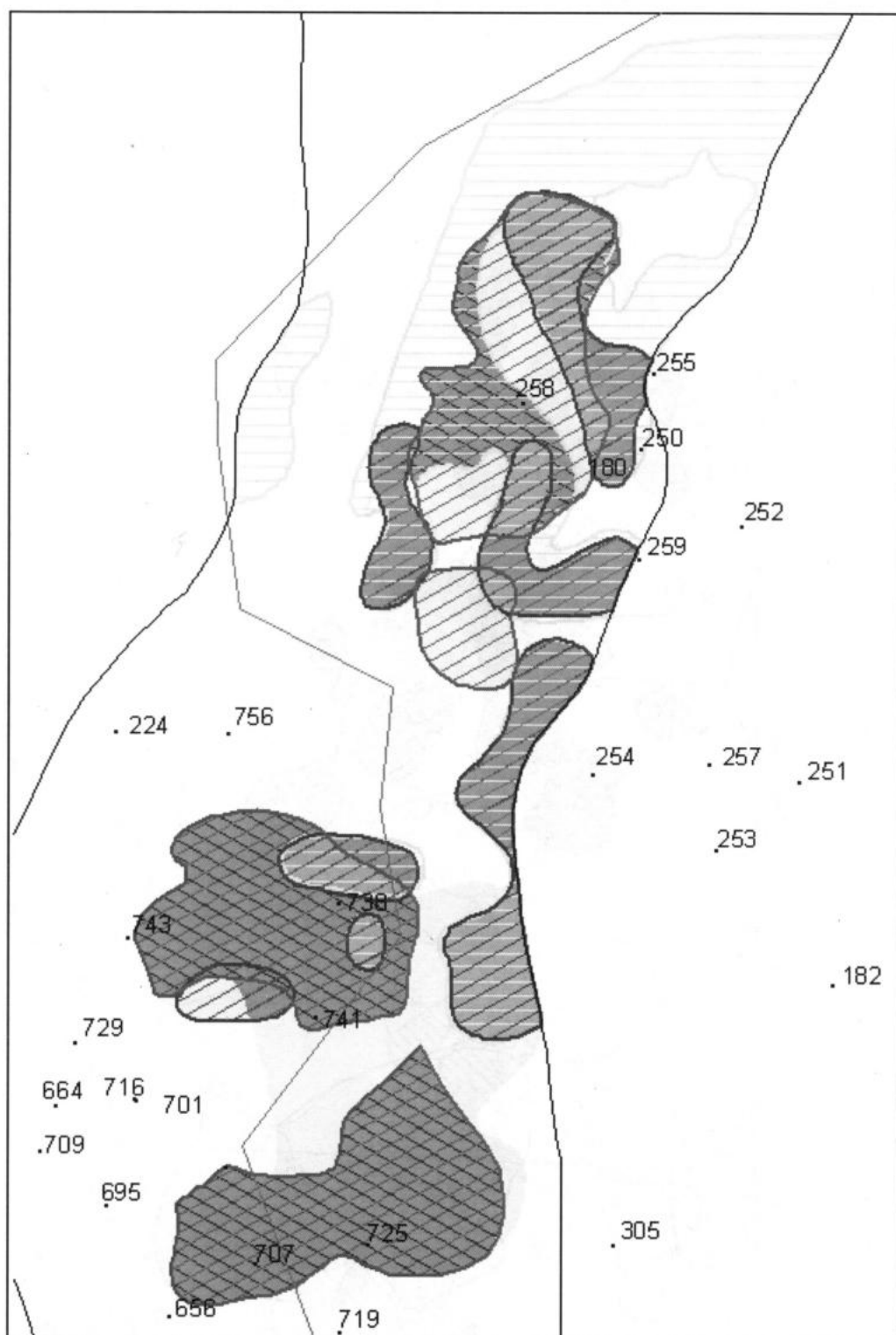
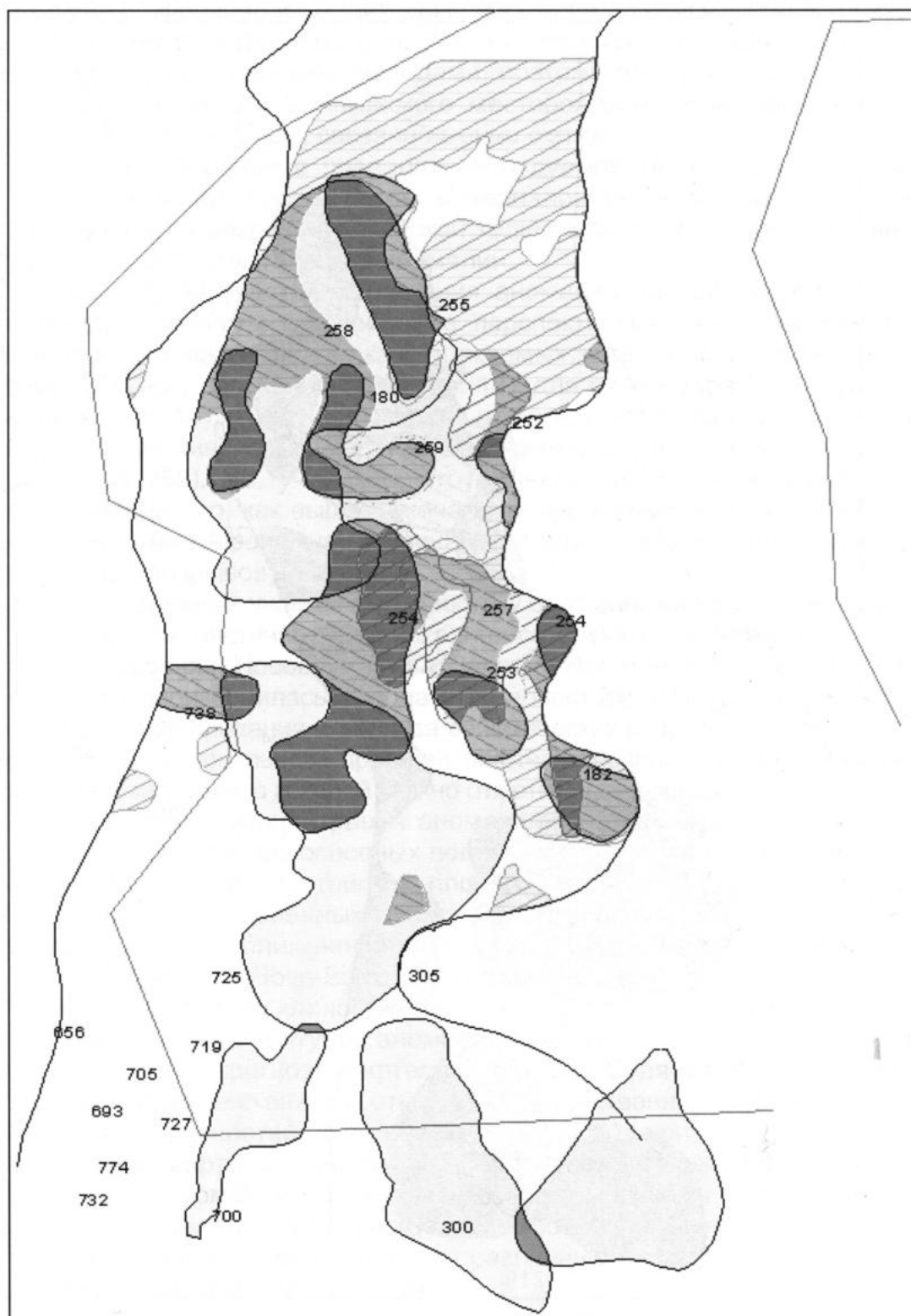


Рис. 13. Карта перспектив нефтеносности пласта Ач₁₅ Самбургского лицензионного участка



Условные обозначения:





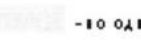
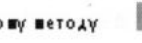

- Граница лицензионного участка - - - - - Граница распространения пласта Ач₁₆
- Амплитудные аномалии, выделенные Ямалгеофизикой по сейсмическим горизонтам
-  B_с⁺
  B_с[±]
  Контур космофотоаэриалам сочень высотой, высотой и средней интенсивностью
-  Аэриалы по методу "Рельеф - 2"
- Перспективные участки, установленные по совпадению аномалии
-  - по одному методу
  - по двум методам
  - по трем методам

Рис. 14. Карта перспектив нефтегазоносности пласта Ач₁₆ Самбургского лицензионного участка



Условные обозначения

- 1 - [diagonal hatching]
- 2 - [horizontal hatching]
- 3 - [solid grey]
- 4 - [unfilled]

Перспективные аномалии, выделенные методами:

- 1 - "Рельеф - 2"; 2 - "Распознавания образцов"; 3 - "Космофотодешифрования"; 4 - Аномалии, выделенные методом "Анализа сейсмических разрезов"

Рис. 15. Сводная карта локального прогноза нефтегазоносности (эталонного участка) Восточно-Уральской зоны

Привлечение «прямых» методов локального прогноза нефтегазоносности для оценки ловушек, выделенных в составе клиноформ в пределах территорий не изученных, либо слабо изученных бурением (полуостров Ямал, Гыданская НГО, Большехетская впадина и т.д.), при заложении первых поисковых скважин будет весьма актуальным, поскольку получение первых результатов (положительных или отрицательных) может определить стратегию проведения дальнейших поисково-разведочных работ в данных районах.

2.3 Классификация ресурсов нефти, газа и конденсата

Нефть, газ и конденсат являются традиционными видами углеводородного сырья, заключенного в нефтяных и газовых месторождениях (залежах), разведка и разработка которых возможны при современных апробированных технических средствах и технологиях.

Количественной оценке подлежат концентрированные скопления нефти, газа и конденсата, величина которых доступна объективному прогнозу на основании прямых или косвенных (аналогия) геологических данных, результатов геологоразведочных работ и разработки открытых месторождений. В соответствии со степенью геологической обоснованности величина указанных скоплений учитывается дифференцированно по группам и категориям. В принципиальном плане различаются три резко различных по обоснованности группы:

Запасы – количество УВ, находящихся или находившихся (до начала добычи) в недрах нефтегазоносных бассейнов в виде скоплений нефти, газа и конденсата, величина которых доступна для оценки и объективного прогноза на основании прямых и косвенных геологоразведочных данных, результатов геологоразведочных работ и разработки открытых месторождений. По степени подготовленности (детальности) геологоразведочных работ выделяют запасы категории $A+B+C_1$, по которым планируется добыча, C_2 – восполнение использованного объема.

Ресурсы - количество УВ, находящихся в недрах нефтегазоносных бассейнов в виде скоплений нефти, газа и конденсата, величина которых доступна для оценки или объективного прогноза на основании прямых или косвенных геологических данных, результатов геологоразведочных работ и разработки открытых месторождений.

Невыявленные (неразведанные) ресурсы в зависимости от геологической обоснованности подразделяются на перспективные и прогнозные.

Категория C_3 - перспективные ресурсы объектов, подготовленных к поисковому бурению проверенными для данного района методами геологических и геофизических исследований, в том числе новых горизонтов, не вскрытых бурением в пределах открытого месторождения, если продуктивность этих горизонтов установлена на других месторождениях нефтегазоносного района. В категорию C_3 необходимо вводить поправочный коэффициент 0.3 на вероятную продуктивность ловушек.

Категория D_1 – прогнозные ресурсы горизонтов и комплексов с промышленной нефтегазоносностью, доказанной в пределах крупных структур. Количественная оценка прогнозных ресурсов D_1 основывается на результатах региональных и поисково-оценочных работ и на аналогии с изученными месторождениями.

Категория D_2 – прогнозные ресурсы горизонтов и комплексов, промышленная нефтегазоносность которых в пределах региональной структуры еще не доказана. Ресурсы категории D_2 прогнозируются на основании комплекса имею-

щихся геолого-геохимических и геофизических данных, а также аналогии с выше – или нижележащими нефтегазоносными комплексами.

При наличии достаточной информации в составе категории D_1 и D_2 для оперативных оценок могут обособляться группы локализованных прогнозных ресурсов ($D_{1л}$), сконцентрированных в ловушках, подготовленных к поисковому бурению.

2.4 Состояние и структура ресурсной базы УВ ачимовского и неокомского НГК

Анализ распределения выявленных и подготовленных по данным сейсморазведки перспективных объектов (ловушек) в пределах границ площадного распространения ачимовского НГК показал, что северная часть исследуемой территории (полуостров Ямал, Гыданский полуостров и Усть-Енисейский район) характеризуется практически их полным отсутствием. Эта территория с различной плотностью и кратностью покрыта площадными сейсморазведочными работами МОВ ЭГТ, в связи с этим для подготовки объектов (ловушек) необходимы постановка тематических работ с целью переобработки материалов сейсморазведочных работ прошлых лет, а на отдельных участках и постановка новых сейсморазведочных работ.

На сегодняшний день в пределах рассматриваемой территории большая часть ресурсов попадает в категорию прогнозных (D_1+D_2), что, естественно, в целом сказывается на структуре ресурсной базы УВ (рис. 16). Тем не менее, в составе ачимовского нефтегазоносного комплекса выявлено и подготовлено к глубокому бурению более 360 объектов (включая Усть-Енисейский район), выявлено свыше 100 залежей углеводородов.

На рис. 17 представлено распределение перспективных (C_3), прогнозных локализованных ($D_{1л}$) ресурсов и балансовых запасов (ABC_1C_2) по трем подкомплексам, из которого видно, что основная доля из них приходится на подсармановский подкомплекс. Распределение данных величин по клиноформам подсармановского подкомплекса продемонстрировано на рис. 18. Основная доля выявленных запасов приходится на клиноформы БП₁₄Ач₁₅ и БП₁₆Ач₁₆, приуроченные к центральной части подкомплекса, которые наиболее изучены глубоким бурением. На рис. 19, 20, 21 приведено соотношение промышленных запасов и перспективных ресурсов нефти, газа и конденсата подсармановского подкомплекса. Такое распределение промышленных запасов и ресурсов связано не с низкой их подтверждаемостью, а, как показал анализ изученности каждой из 17 клиноформ, слабой освещенностью глубоким бурением. На сегодняшний день в пределах северной части исследуемой территории коэффициент подтверждаемости близок к 90%, т.е. НГК в значительной степени не доизучен.

Анализ распределения извлекаемых запасов УВ (ABC_1C_2) по глубинам залегания залежей показал, что основная доля их приходится на интервал глубин 3500-4000 м (рис. 22), аналогичная тенденция установлена и для ресурсов УВ (рис. 23).

Если проанализировать распределение ресурсов в плане с учетом гипсометрии клиноформ, то они попадают в границы Восточно-Уренгойской, Нерутинской, Андерпаютинской, Большехетской и Тазовско-Ярояхинской нефтегазоносных зон [70].

В 2003 г. ОАО «СибНАЦ» совместно с Институтом геологии нефти и газа СО РАН закончена большая работа по переоценке потенциальных ресурсов УВ севера Западно-Сибирского бассейна, согласно которой на ачимовский НГК приходится 18% нефти, 10% газа, 36% конденсата от начальных суммарных ресурсов УВ региона.

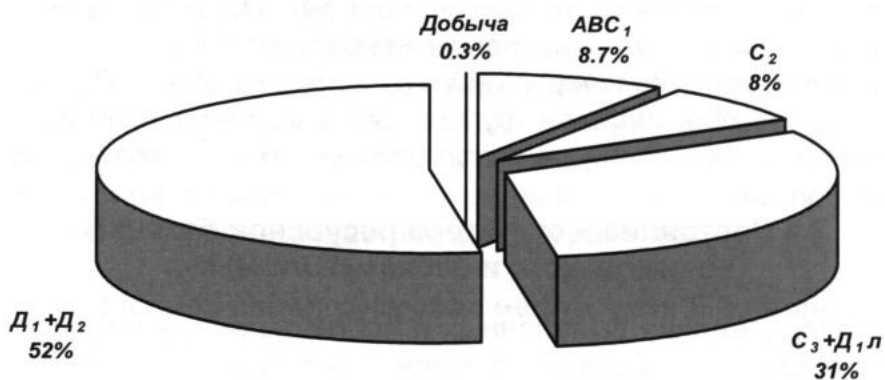


Рис. 16. Структура суммарных извлекаемых запасов и ресурсов нефти, газа и конденсата ачимовского комплекса севера Западной Сибири ($D_1 + D_2$ по ИГНГ СО РАН, 2003 г.)

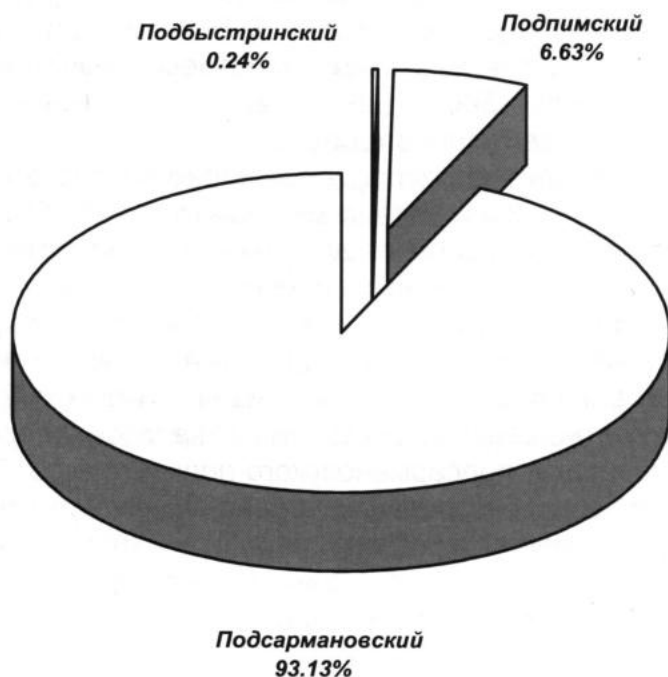
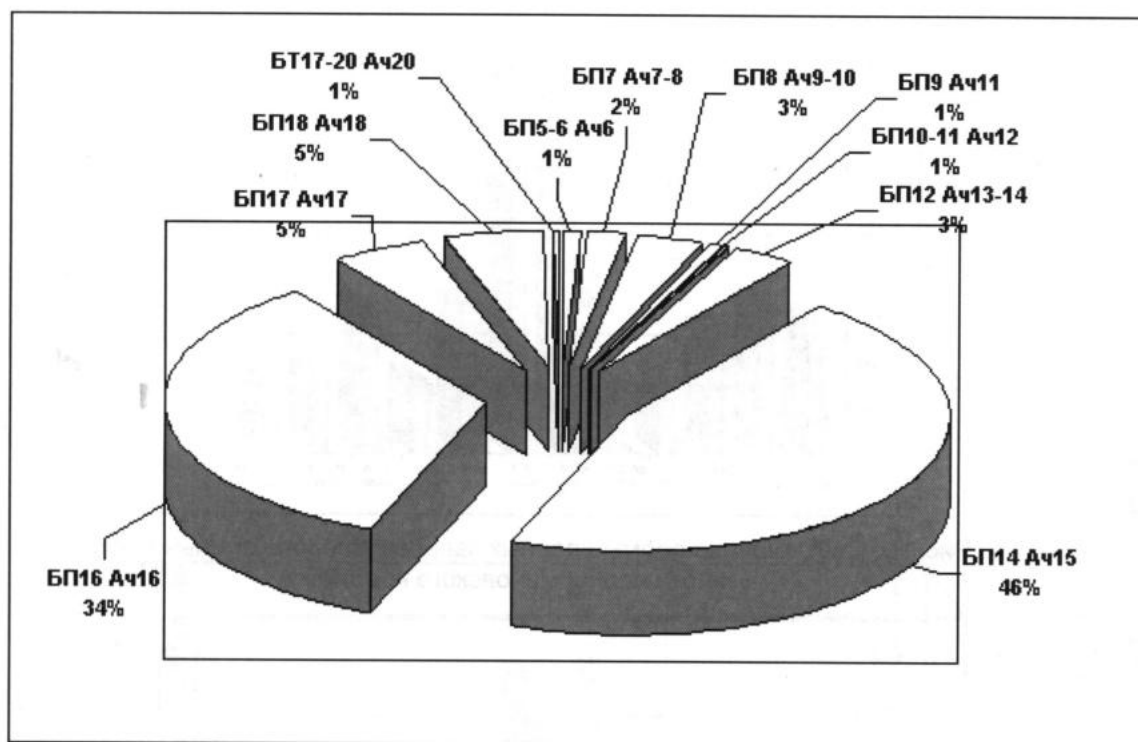
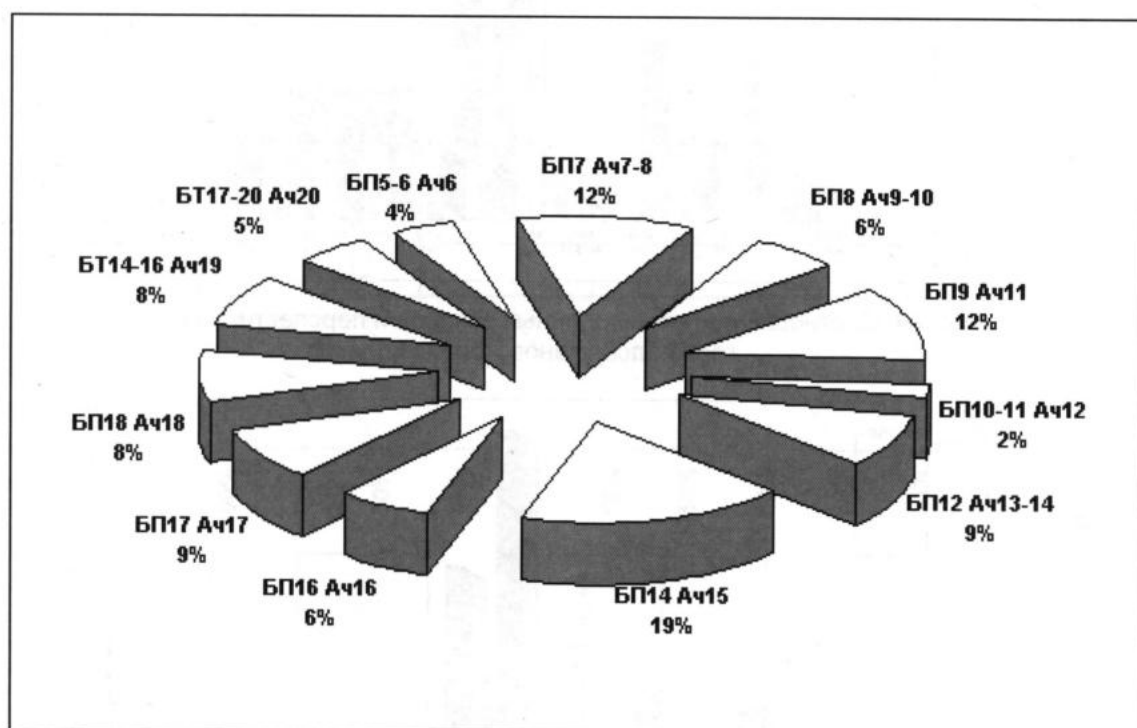


Рис. 17. Распределение запасов и локализованных ресурсов условного топлива в основных сейсмокомплексах ачимовского НГК



а



б

Рис. 18. Распределение запасов (ABC₁, C₂) (а) и локализованных ресурсов (C₃+D_{1л}) (б) условного топлива в клиноформах подсармановского сейсмокомплекса

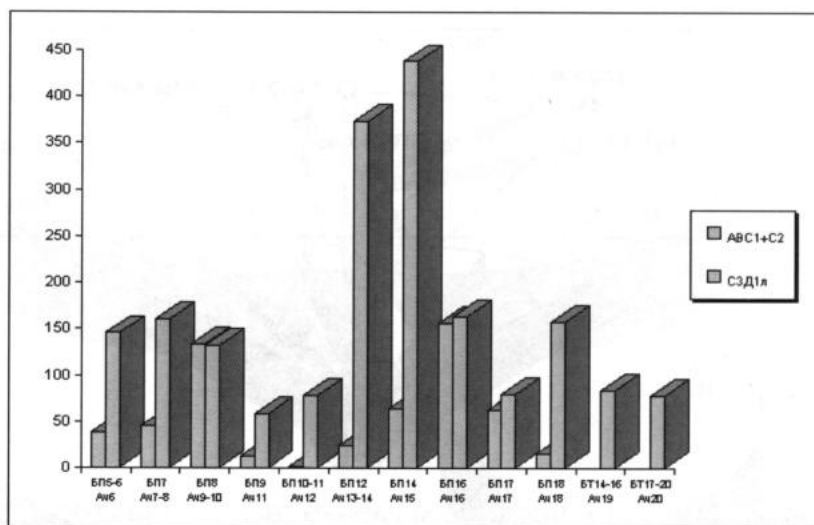


Рис. 19. Соотношение промышленных запасов и перспективных ресурсов нефти подсармановского комплекса

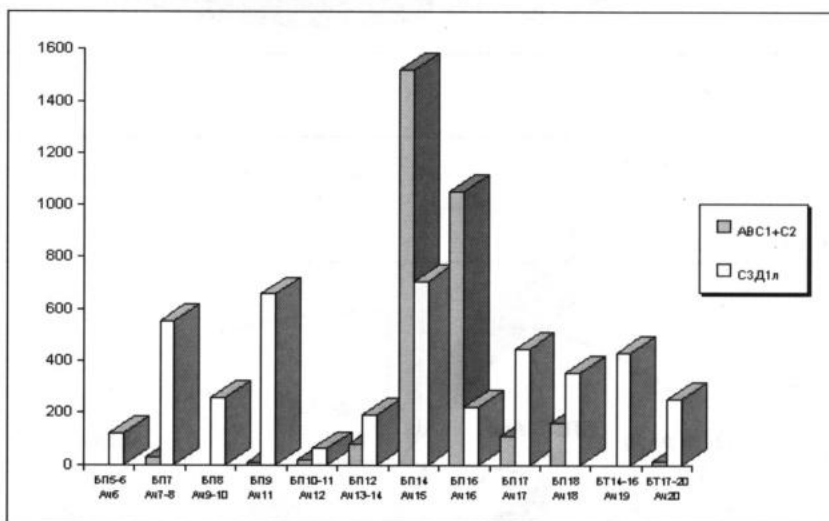


Рис. 20. Соотношение промышленных запасов и перспективных ресурсов газа подсармановского комплекса

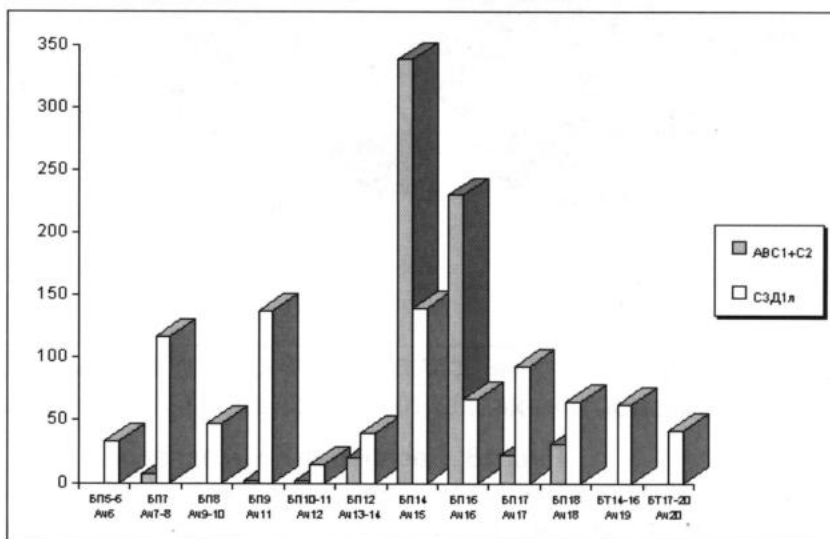


Рис. 21. Соотношение промышленных запасов и перспективных ресурсов конденсата подсармановского комплекса

+

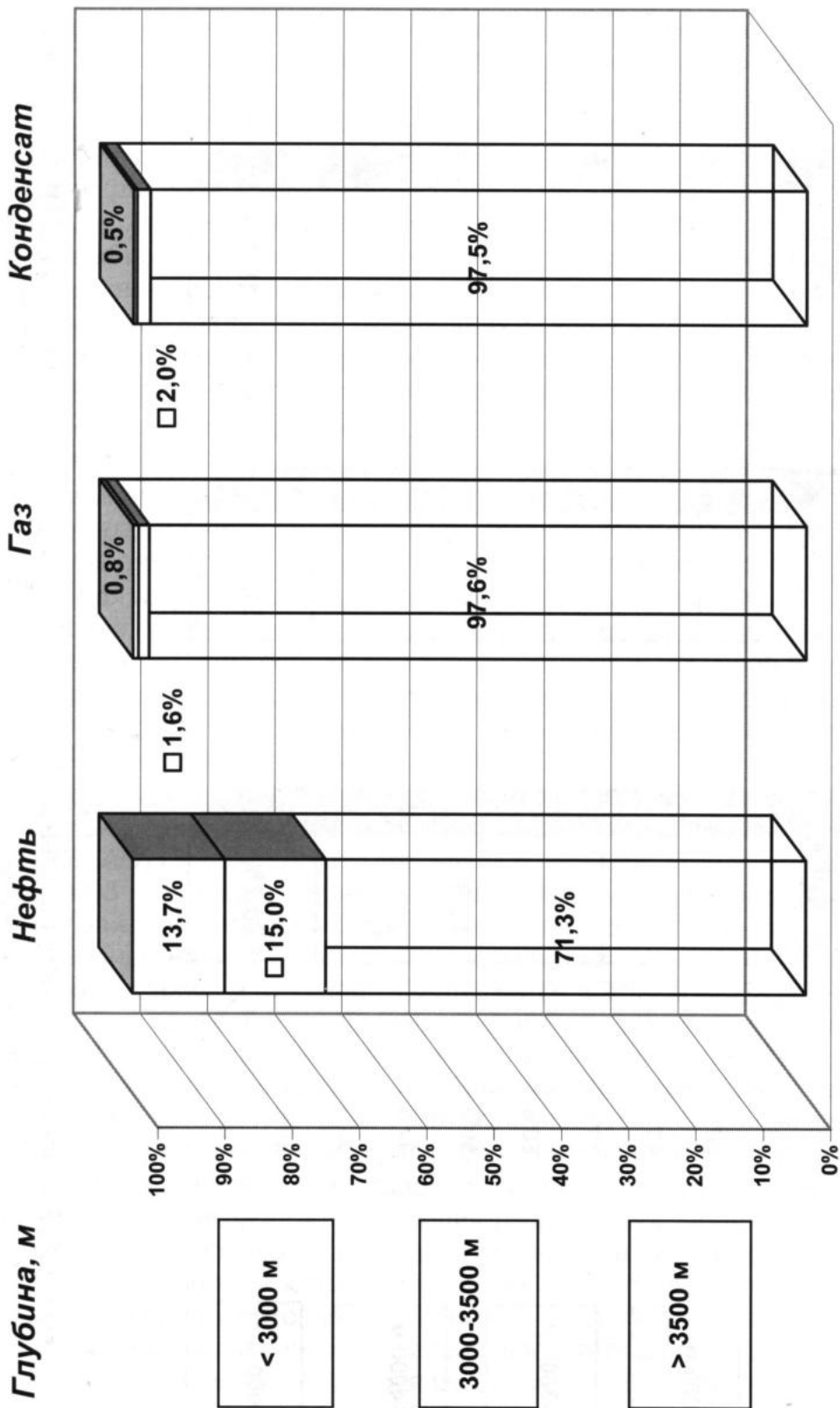


Рис. 22. Распределение извлекаемых запасов $ABC_1 + C_2$ по глубинам расположения залежей ачимовского НГК севера Западной Сибири

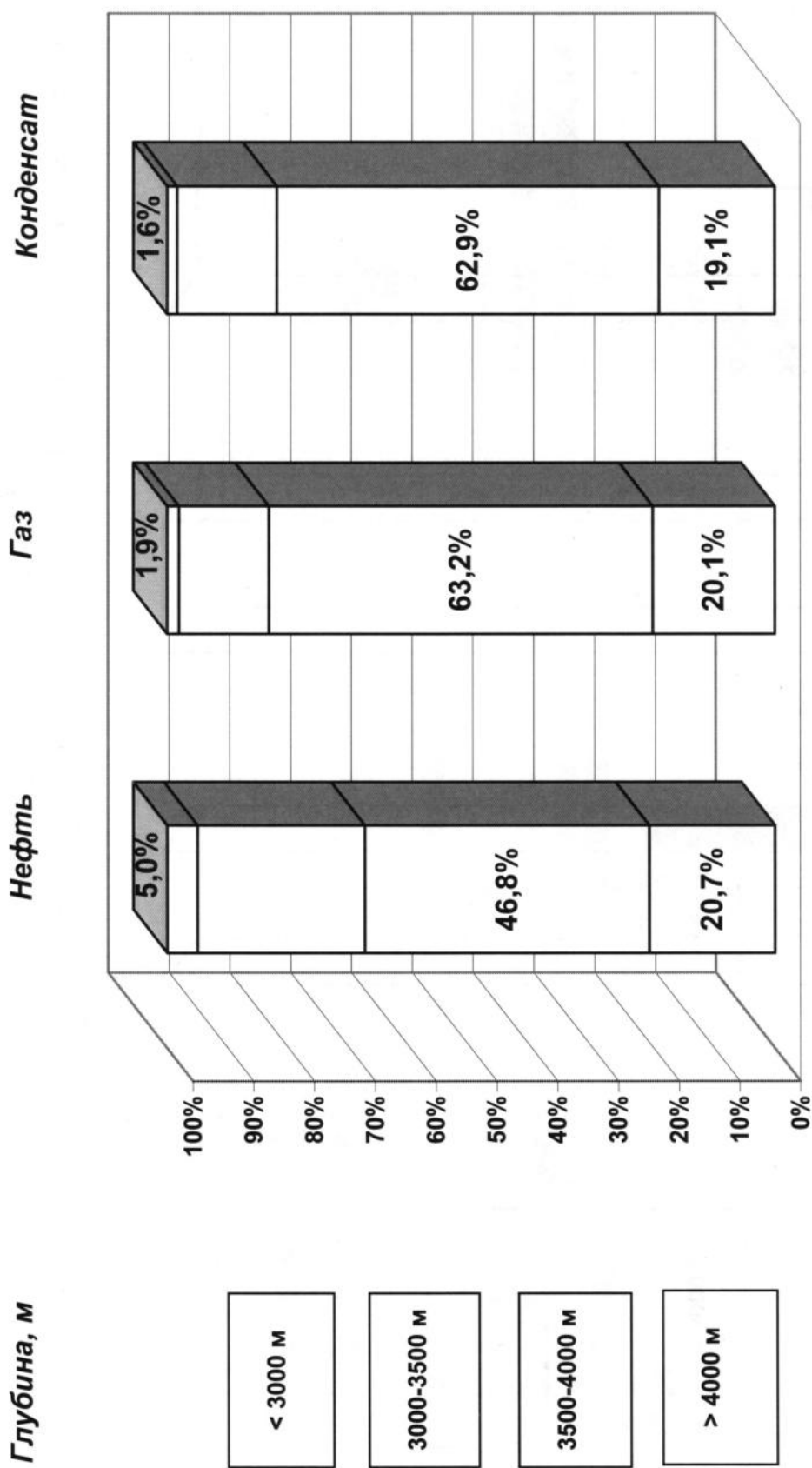


Рис. 23. Распределение перспективных и прогнозных ресурсов категории Сз и Д1п по глубинам расположения ловушек ачимовского НГК севера Западной Сибири

За основу при подсчете потенциальных ресурсов углеводородов нами была принята детальная геологическая модель, а также данные по восьми эталонным участкам, выделенным в границах распространения ачимовского НГК (рис. 24). При проведении пересчета потенциальных ресурсов УВ были использованы общие положения, принципы, а так же конкретные методологические подходы, изложенные в "Методическом руководстве по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России" [71]. Общая последовательность этапов прогноза согласно вышеуказанному руководству следующая:

- выбираются модели и методы прогнозирования, в зависимости от состояния исходной информационной базы;
- устанавливаются на материалах эталонов количественные зависимости между прогнозируемыми характеристиками и измеренными параметрами – выполняется верификация аппарата прогнозирования;
- выполняется дифференциальная и интегральная оценка ресурсов объекта прогноза по установленным зависимостям;
- выполняется геологическая интерпретация результатов прогноза с определением доверительных интервалов или кривых распределения вероятностных оценок, а также общей степени их достоверности.

Исходя из установленных зависимостей и закономерностей с учетом распространения по территории величин перспективных и прогнозных локализованных ресурсов, была составлена карта плотностей ресурсов УВ (рис. 25).

Сравнивая переоценки ресурсов ачимовского НГК 1993 и 2003 гг., можно отметить, что произошло увеличение ресурсного потенциала по нефти на 31,5%, по газу на 45% и по конденсату на 32,7%.

По неокомскому НГК за период с 1993 по 2003гг, связанный с пересчетом потенциальных ресурсов, было открыто 19 месторождений на севере Западной Сибири (ЯНАО).

В 2003 г. проведен пересчет начальных суммарных ресурсов в пределах северных районов Западной Сибири, в результате геологические ресурсы нефти увеличились на 46%, газа на 29% и конденсата на 1,8%. 36% начальных суммарных ресурсов (НСР) нефти содержится в объектах Надым-Пурской НГО на территории Уренгойского, Губкинского и Вэнгапуровского нефтегазоносных районах, 17% ресурсов нефти находится в Среднеобской НГО на территории Ноябрьского и Сургутского НГР. Наибольшие НСР свободного газа (44%) сосредоточен в Надым-Пурской и Ямальской (20%) НГО. Основные начальные суммарные ресурсы конденсата (50%) сосредоточен в Надым-Пурской НГО.

В рамках детализации созданной клиноформной модели строения неокома, исходя из циклического строения разреза произведено его расчленение на 15 сейсмофациальных комплексов, включающих в прибрежно-мелководной части 15 резервуаров, в клиноформной им соответствуют 14 изохронных ачимовских песчано-алевритовых образования. В составе неокомского НГК западными границами выделенных 15 резервуаров являются бровки (террасы) прибрежно-морских пластов, переходящих в западном направлении в глинисто-алевролитовые образования склонов. На востоке резервуаров, граница связана с опесчаниванием глинистой покрывки, которая в восточной части имеет линзовидно-прерывистое строение и характеризуется спародическим типом нефтегазоносности. На рис. 26-29 показаны схемы строения СФК, на которых показаны границы площадного распространения покрывок резервуаров, их нефтегазоносность и в основании склона нефтегазоносность ачимовской толщи.

| Номер | Название эталона |
|-------|---------------------|
| 1 | Уренгойский |
| 2 | Ямбургский |
| 3 | Восточно-Медвежий |
| 4 | Вынгайхинский |
| 5 | Карасевский |
| 6 | Крайний |
| 7 | Ярейско-Ямсовейский |
| 8 | Губкинский |

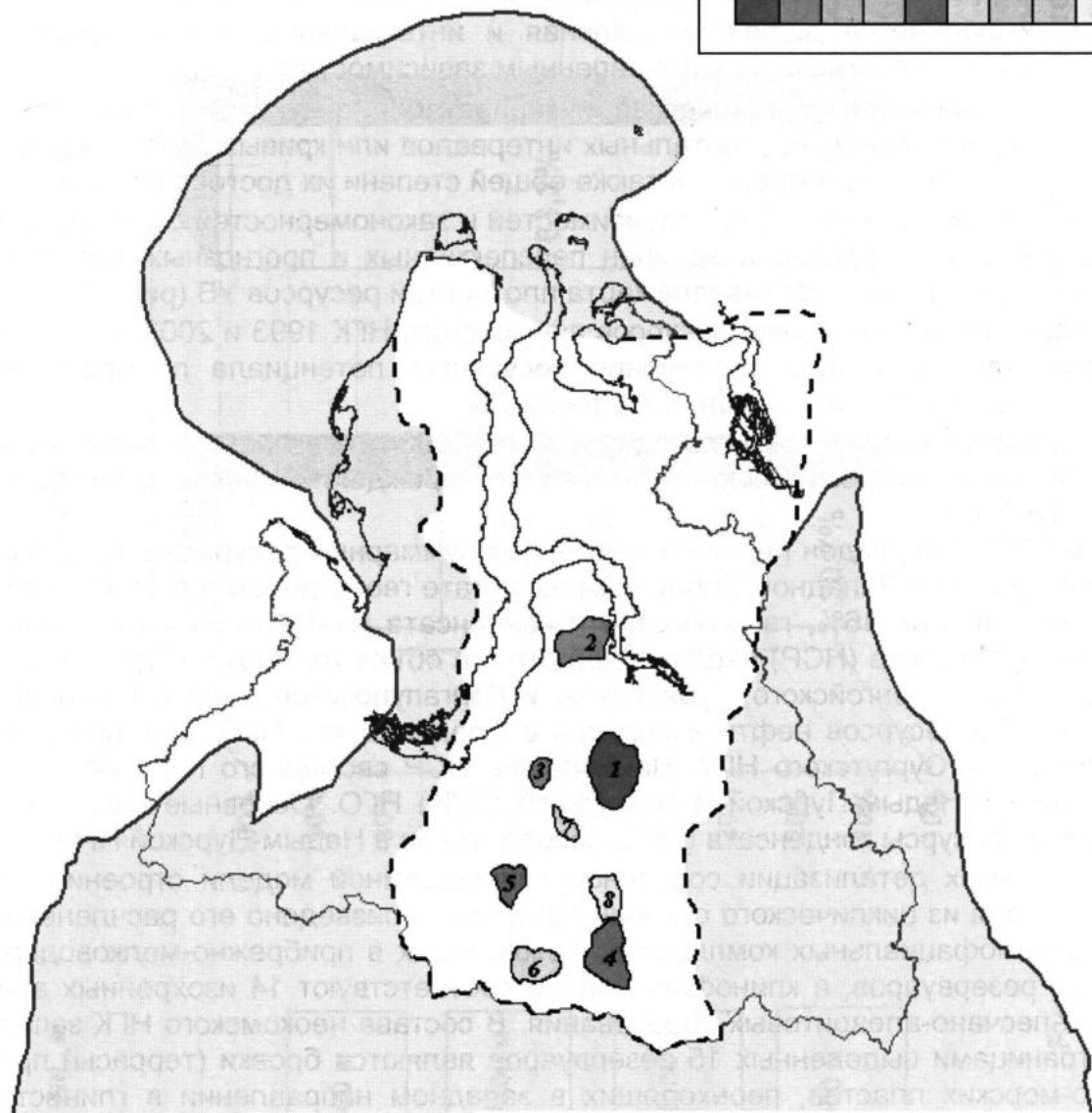
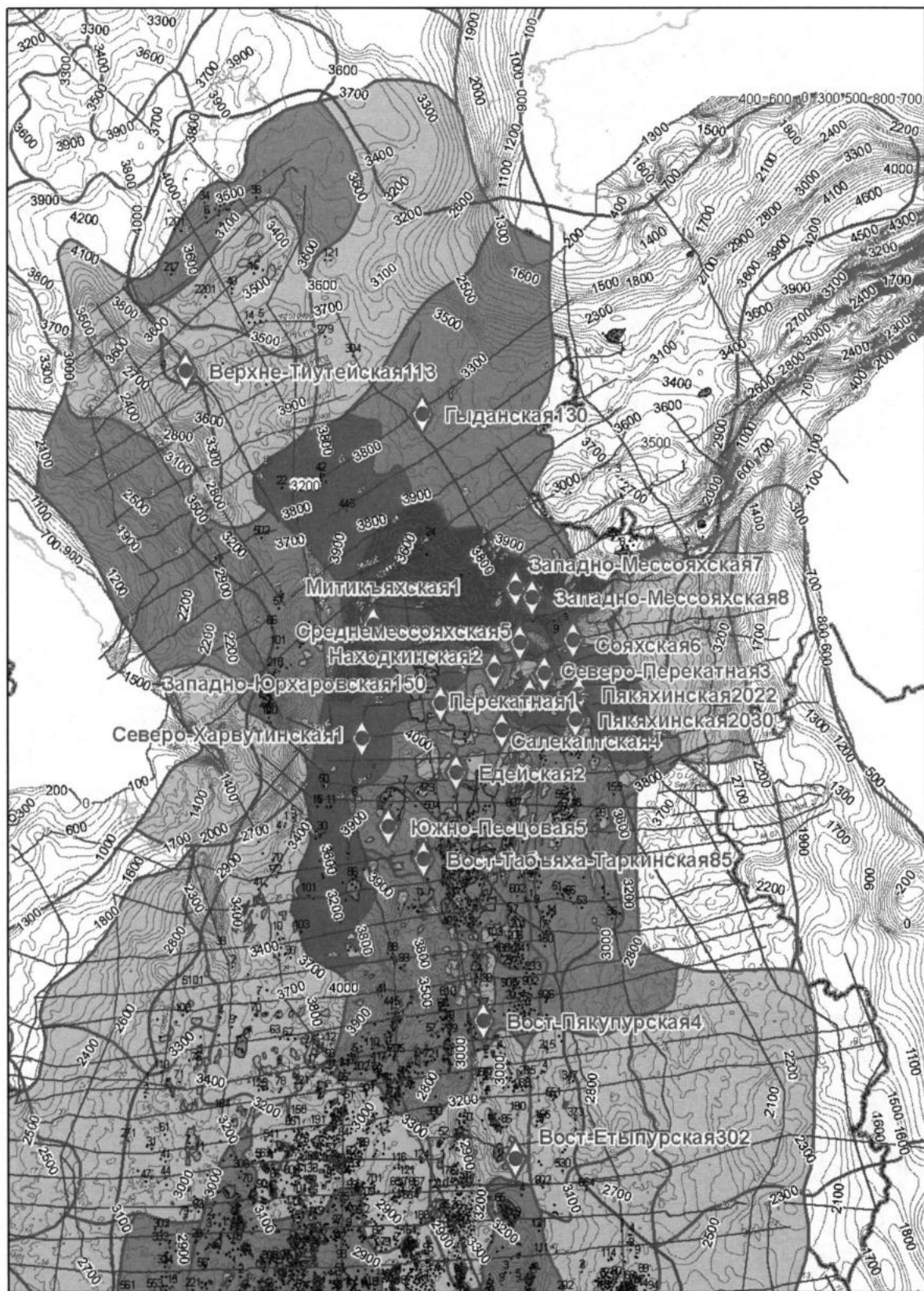


Рис. 24. Схема расположения эталонных участков ачимовского НГК



| Условные обозначения | Плотность резервуаров перспективных (С+Д) и прогнозных (А+Б) УВ (тыс. тонн нефтяного эквивалента/га): |
|---|---|
| ◆ Проекты возможной-сверхглубинных скважин на живую нефть | ■ очень высокая (200-400) |
| ● Скважины скважины живую нефть | ■ высокая (25-100) |
| ■ Площадки на скважины | ■ средняя (6-25) |
| □ Граница распространения на живую нефть | ■ низкая (<6) |
| □ Резервуары в пределах ОГТ | □ не определена (Ф) |
| □ Граница ОГТ | |
| □ Зона УВ и живую нефть | |
| ■ Перспективные объекты в живую нефть | |

Рис.25 Карта плотностей резервуаров УВ ачимовского НКГ

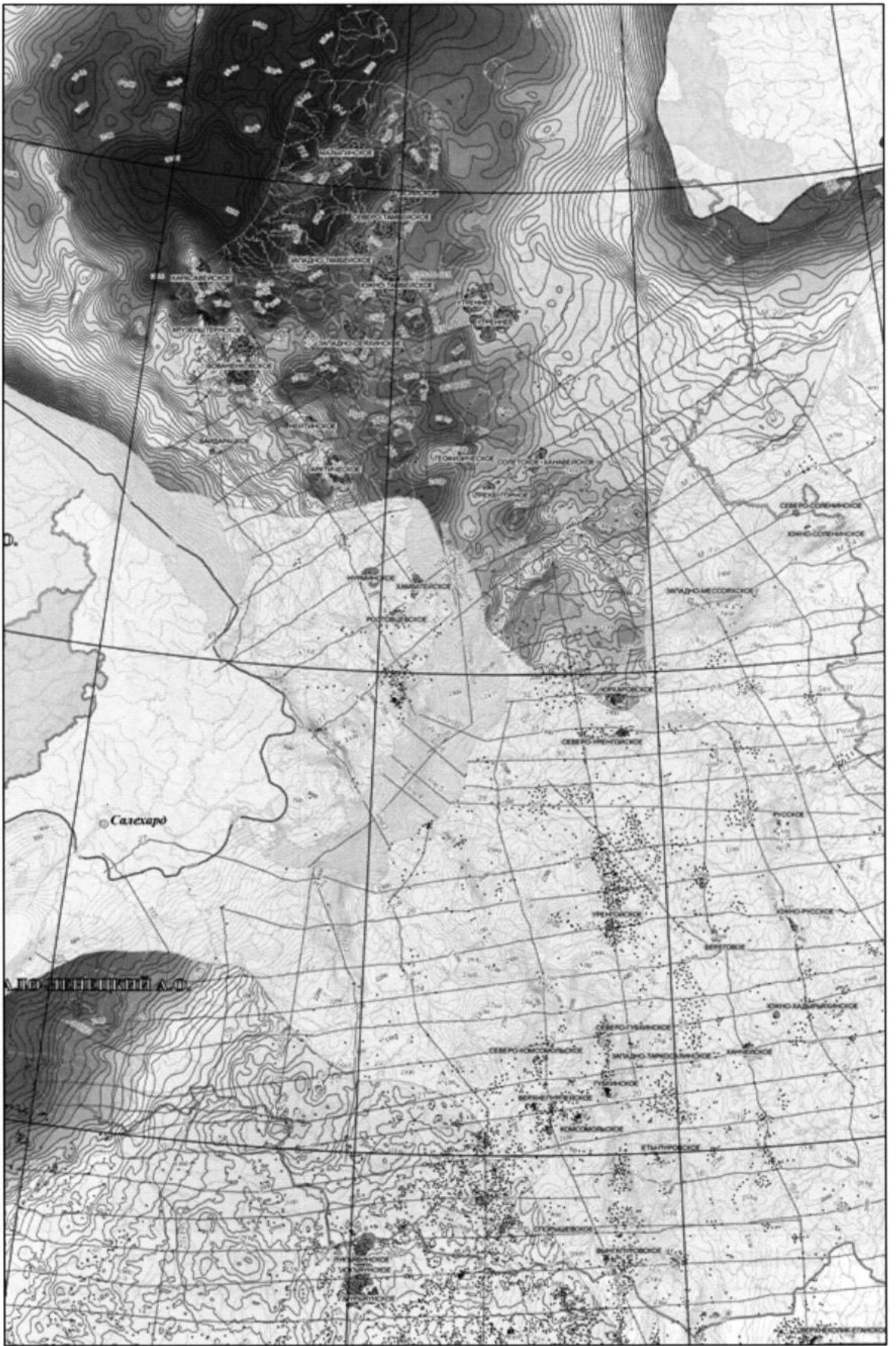


Рис. 26. Схема строения кошайского СФК и его нефтегазоносность

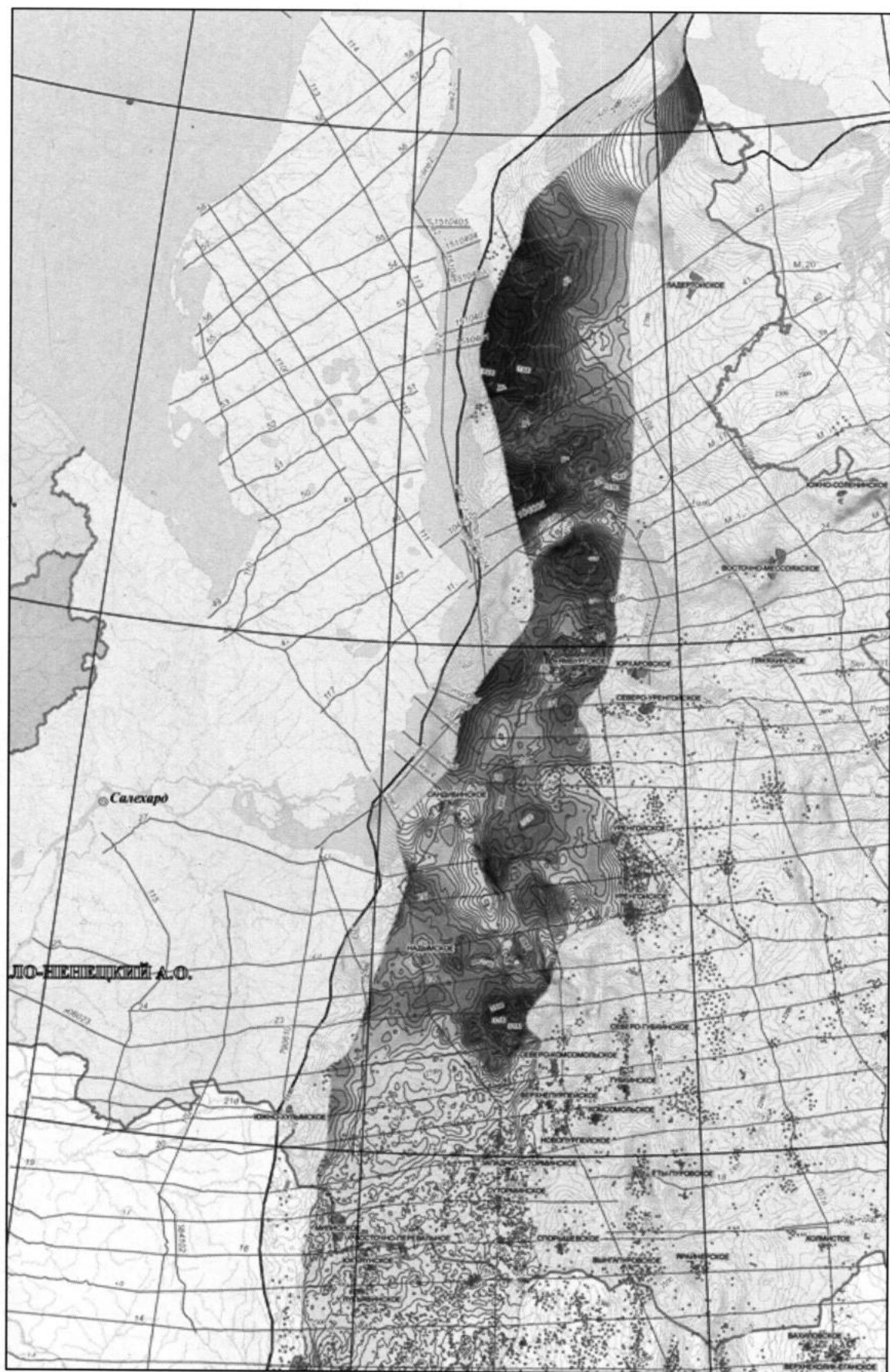


Рис. 27. Схема строения пимского СФК и его нефтегазоносность



Рис. 28. Схема строения самотлорского СФК и его нефтегазоносность



Рис. 29. Схема распространения чеускинского СФ и его нефтегазоносность

Исходя из установленных закономерностей, с учетом распределения по резервуарам величин перспективных и локализованных прогнозных ресурсов была составлена карта плотностей ресурсов УВ по неокомскому НГК (рис. 30).

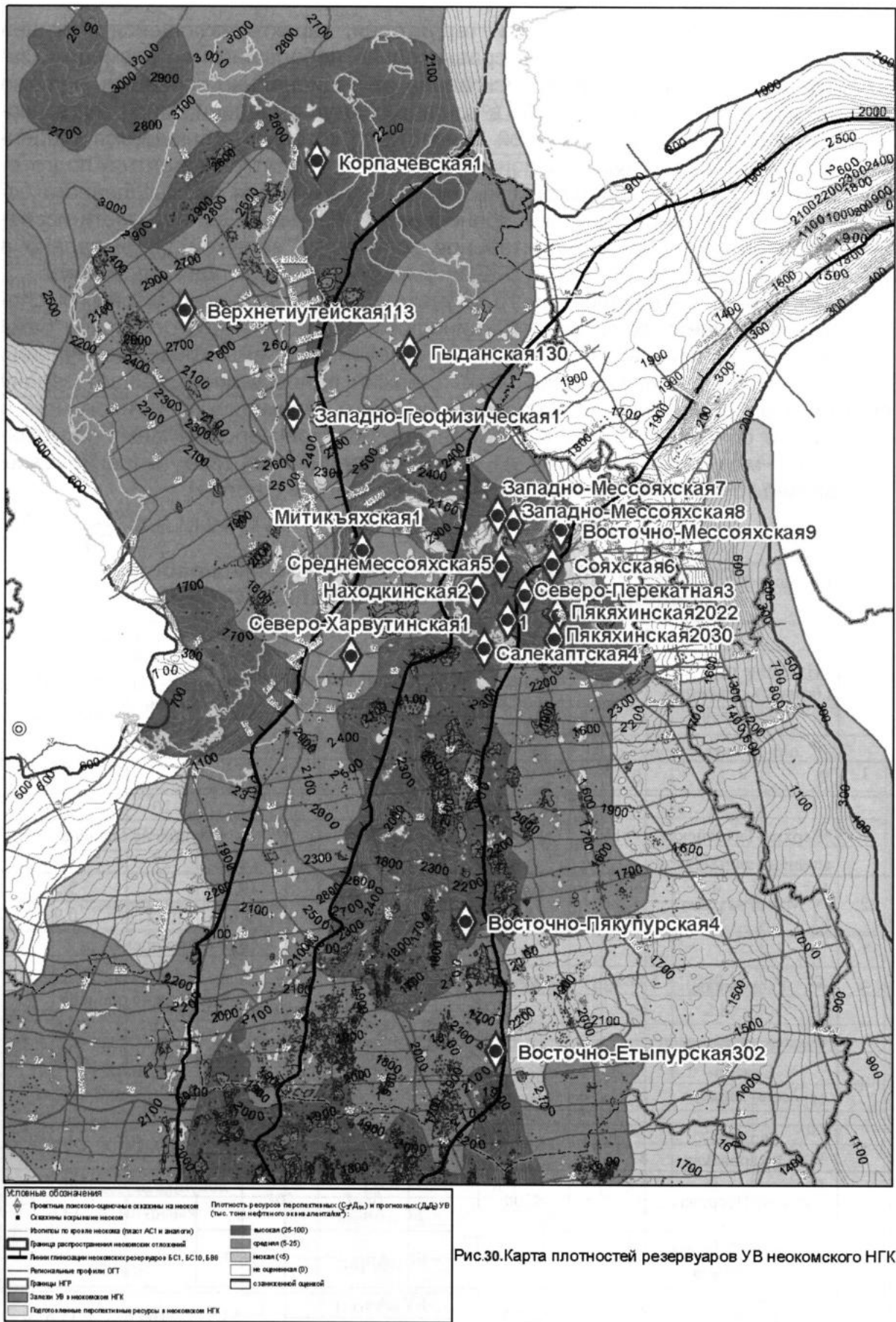
2.5 Перспективы нефтегазоносности и основные направления поисково-оценочных работ по НГК

Во введении отмечалось, что методический подход при выборе основных зон концентрации или направлений поисково-оценочных работ, складывается из нескольких направлений.

На начальных этапах исследований, с учетом ресурсной базы УВ (раздел 2.4.) составляются карты плотностей ресурсов УВ, т.е. выделяются зоны нефтегазо-накопления (рис. 25, 30). Анализ карт плотностей ресурсов УВ ачимовского и неокомского НГК показал, что зоны с наиболее высокой плотностью по обоим комплексам отвечают южной части Гыданской НГО, Большехетской впадине и Уренгойско-Пурпейскому НГР. Именно с данными зонами связан основной объем поисково-оценочного бурения.

Поисково-оценочные работы на ачимовский НГК комплекс рекомендуется проводить по нескольким направлениям:

- бурение дополнительных поисково-оценочных скважин на ловушки, которые вскрыты рядом скважин, где были установлены признаки насыщения УВ (кern с запахом УВ, нефтегазопроявления и т.д.), но промышленных притоков не было получено, либо зафиксировано значительное количество объектов с неясным характером насыщения, которые не испытывались. В данных скважинах необходимо использовать современные методы первичного и вторичного вскрытия пластов;
- проведение дополнительных сейсморазведочных работ с целью детализации внутреннего строения клиноформ и комплексирование их с другими методами («прямые» методы локального прогноза нефтегазоносности, литофациальные исследования и т.д.);
- ревизия отдельных перспективных ловушек, выделенных в составе клиноформ и находящихся на балансе перспективных ресурсов, в контуре которых проводилось глубокое бурение и получены отрицательные результаты, а также корректура прогнозируемого фазового состава УВ в ловушках с учетом установленных закономерностей;
- выход на совершенно новые, непоискованные территории (южная часть Гыданской НГО, Большехетская впадина) либо слабо изученные бурением районы (Нерутинская, Тодыттзотинская впадины и т.д.), которые по комплексу выполняемых исследований наиболее перспективные;
- для целенаправленного опoискования ачимовских отложений первоочередными в составе каждой клиноформы являются депоцентральные зоны, выявленные по комплексу геолого-геофизических исследований, характеризующиеся наибольшим количеством в разрезе песчано-алевритовых пластов, способных контролировать самостоятельные залежи УВ;



- в южной части исследуемой территории, характеризующейся меньшей плотностью ресурсов УВ и сравнительно небольшими по размерам (запасам УВ) ловушками, опоискование их рационально проводить попутно с юрскими объектами либо в зонах с уже установленной нефтегазоносностью, в непосредственной близости от которых наблюдается концентрация таких ловушек. Опоискование их позволит расширить и подготовить в составе клиноформ нефтеносные зоны для промышленного освоения с единой системой транспорта. В пределах данной части исследуемой территории значительное количество залежей УВ выявлено в клиноформах с фоновыми значениями суммарных толщин песчаников.

Исходя из вышеизложенного, с учетом результатов комплексных исследований, выполненных по каждой клиноформе и резервуару, ресурсной базы УВ выбраны основные направления и намечены объемы глубокого бурения (табл. 1, рис. 25, 30). Большая часть скважин одновременно решает задачу оценки перспектив нефтегазоносности юрского, ачимовского и неокомского НГК. На 60 объектах трех НГК с суммарной оценкой перспективных ресурсов более 1.7 млрд. тонн жидких УВ и 3.0 триллиона м³ газа запланированы 23 скважины с общей проходкой более 95 тыс. метров (табл. 1).

Таблица 1

**Основные направления поисково-оценочных работ
в пределах северных районов Западной Сибири**

| № № п/п | Название перспективных объектов (площадей) | № скв. | Проект. забой, м | Опоисковываемые ловушки | Извлекаемые перспективные (СЗ) и прогнозные локализованные (Д1л) ресурсы УВ | | |
|---------------|--|--------|------------------|--|---|--------------------------|-----------------|
| | | | | | нефть, млн т | газ, млрд м ³ | конденсат млн т |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| 1 | Верхне-Тиутейская | 113 | 3500 | Ю ₂ | 7 | 20 | 2.1 |
| | | | | БЯ ₁₀ Ач ₁ | ловушка не оценена | | |
| | | | | БЯ ₇₋₈ | 5 | 27 | 1.9 |
| 2 | Митикьяхская | 1 | 4300 | БС ₆₋₇ Ач ₅ | 19.7 | 32 | 5.5 |
| | | | | БУ ₅₋₇ | 3.6 | 13.1 | 0.9 |
| 3 | Гыданская | 130 | 7000 | Pz | не оценен | | |
| | | | | Ю ₂₋₄ | 0 | 346.3 | 32.1 |
| | | | | БС ₆₋₇ Ач ₅ | ловушка не оценена | | |
| 4 | Северо-Харвутинская | 1 | 3950 | БУ ₁₋₂ (АС ₇₋₉) | 0 | 4.6 | 0.8 |
| | | | | БУ ₁₀₋₁₁ Ач ₆ | 30 | 50 | 14 |
| | | | | БУ ₅₋₇ , БУ ₃₋₄ | не оценены | | |
| 5 | Западно-Юрхаровская | 150 | 4150 | БС ₁₁ Ач ₉₋₁₀ | 27.7 | 109.6 | 22.4 |
| | | | | Ю ₂₋₄ | ловушка не оценена | | |
| 6 | Южно-Песцовая | 5 | 4200 | БС ₁₁ Ач ₉₋₁₀ | 0 | 61.3 | 13.6 |
| | | | | БС ₁₂ Ач ₁₁₋₁₂ | 28.7 | 0 | 0 |
| 7 | Восточно-Табьяхотаркинская | 85 | 4200 | БУ ₁₆ Ач ₁₃₋₁₄ | 53.5 | 164.6 | 35.6 |
| | | | | БУ ₁₇ Ач ₁₅ | | | |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|--------|-----------------------|------|-------|--|--------------------------|-------|-------|
| 9 | Западно-Мессояхская | 7 | 3850 | БУ ₁₆ Ач ₁₃₋₁₄ | 12 | 296 | 61.7 |
| | | | | БУ ₁₃₋₁₄ | | | |
| 10 | Западно-Мессояхская | 8 | 4100 | БУ ₁₆ Ач ₁₃₋₁₄ | 32.5 | 222 | 23.5 |
| | | | | БУ ₁₃₋₁₄ | | | |
| 11 | Корпачевская | 1 | 3100 | БГ ₁₋₄ , БГ ₈₋₁₀ , ТП ₁₈₋₁₉ | 45 | 0 | 0 |
| 12 | Западно-Геофизическая | 1 | 3200 | ТП ₁₈₋₁₉ | 15.5 | 84.2 | 8.8 |
| 13 | Восточно-Мессояхская | 9 | 2800 | БУ ₁₃₋₁₄ , БТ ₁₀₋₁₁ | 84 | 558 | 59 |
| 14 | Находкинская | 2 | 4250 | Ю ₂₋₄ | ловушка не оценена | | |
| | | | | БУ ₁₇ Ач ₁₅ | 55.5 | 0 | 0 |
| | | | | БУ ₈₋₁₁ | 9 | 0 | 0 |
| 15 | Перекатная | 1 | 4700 | Ю ₂₋₄ | ловушка не оценена | | |
| | | | | БТ ₁₀₋₁₁ Ач ₁₆₋₁₇ | 2.2 | 114.1 | 22.5 |
| 16 | Ссеверо-Перекатная | 3 | 4900 | Ю ₂₋₄ | ловушка не оценена | | |
| | | | | БТ ₁₂₋₁₃ Ач ₁₈ | | | |
| | | | | БТ ₁₀₋₁₁ Ач ₁₆₋₁₇ | 82.6 | 283.8 | 56.7 |
| | | | | БУ ₁₂₋₁₆ | ловушки не оценены | | |
| 17 | Пякяхинская | 2022 | 4700 | Ю ₂₋₄ | 4.2 | 0 | 0 |
| | | | | БТ ₁₄₋₁₆ Ач ₁₉ | 27 | 266 | 30 |
| | | | | БТ ₁₂₋₁₃ Ач ₁₈ | | | |
| | | | | БТ ₁₀₋₁₁ | 0.2 | 14 | 0.8 |
| 18 | Пякяхинская | 2030 | 4100 | БТ ₁₄₋₁₆ Ач ₁₉ | | | |
| | | | | БТ ₁₂₋₁₃ Ач ₁₈ | оценка дана по скв. 2022 | | |
| | | | | БТ ₁₁₋₁₂ | 0 | 73 | 9 |
| 19 | Сояхская | 6 | 4500 | БТ ₁₄₋₁₆ Ач ₁₉ | | | |
| | | | | БТ ₁₂₋₁₃ Ач ₁₈ | 407 | 0 | 0 |
| | | | | БТ ₅₋₁₀ | ловушки не оценены | | |
| 20 | Среднемессояхская | 5 | 4250 | БП ₁₇ Ач ₁₅ | 136.1 | 0 | 0 |
| | | | | БУ ₁₄₋₁₅ | 13 | 29 | 1.6 |
| 21 | Салекаптская | 4 | 4300 | БТ ₁₀₋₁₁ Ач ₁₆₋₁₇ | | | |
| | | | | БУ ₁₇₋₁₉ Ач ₁₅ | 188.4 | 249.1 | 42.3 |
| | | | | БУ ₁₆₋₁₇ | 2.6 | 2.8 | 0.5 |
| 22 | Восточно-Пякупурская | 4 | 3425 | Ю ₁ | ловушка не оценена | | |
| | | | | БП ₁₆ Ач ₁₆₋₁₇ | | | |
| | | | | БП ₁₄ Ач ₁₅ | 2.3 | 60.2 | 15 |
| | | | | БП ₁₂ | 1.3 | 3.3 | 0.6 |
| 23 | Восточно-Етыпурская | 302 | 3450 | Ю ₂ | 3.8 | 0 | 0 |
| | | | | Ю ₁ | 3.4 | 0 | 0 |
| | | | | БП ₁₆ Ач ₁₆₋₁₇ | 5.9 | 0 | 0 |
| | | | | БП ₁₆ , БП ₁₂ | 7.7 | 0 | 0 |
| Итого: | | | 95175 | | 1316 | 3084 | 460.9 |

Такой подход снижает степень риска бурения «пустых» скважин, соответственно, увеличивает величину подготовки промышленных запасов УВ. Кроме того, учитывалась равномерность распределения скважин в пределах выделенных зон нефтегазоаккумуляции - скважины оценивали различные по возрасту клиноформы и резервуары (от клиноформ БЯ₁₀Ач₁ на западе до БТ₁₄₋₁₆ Ач₁₉ на востоке, от тагринского резервуара БВ₁₀₋₁₁ на востоке до кошайского АС₁₋₆ на западе).

Например, рекомендуемая на самую молодую по возрасту клиноформу (БЯ₁₀Ач₁) скважина 113 Верхне-Тиутейская запланирована в зоне не с самой высокой плотностью ресурсов УВ (рис. 25), а на ловушку в ачимовской толще, которой на балансе ресурсов УВ нет. Скважина рекомендовалась с учетом результатов бурения скважины 112 (рис. 31), в процессе бурения которой из интервала ачимовской толщи был получен аварийный фонтан газоконденсата дебитом 350 тыс. м³/сут. Учитывая, что в данной зоне мощность между ачимовской толщей и кровлей средней юры незначительна, т.е. возможно, что фонтан может быть получен из пласта Ю₂, поэтому скважина запланирована со вскрытием среднеюрских отложений, попутно оценивается ловушка в неокоме кошайского резервуара (рис. 25, 31).

Для оценки перспектив нефтегазоносности клиноформы БС₆₋₇Ач₅ намечены бурением две скважины. Скважина 1 Митикъяхская расположена в зоне с наиболее высокой плотностью ресурсов УВ как по ачимовскому, так и неокомскому НГК (рис. 25, 30). В данной зоне наблюдается концентрация перспективных объектов (рис. 25), т.е. при получении положительных результатов, сразу же намечается значительный фронт объема глубокого бурения. Скважина попутно оценивает литологическую ловушку в пимском резервуаре (рис. 32). Скважина 130 Гыданская параметрическая на палеозойские отложения. Попутно оценивает ловушку в ачимовской толще и в быстринском резервуаре неокома (рис. 30, 33, табл. 1). Кроме того, одной из важнейших задач данной скважины является оценка юрского НГК, который в данной зоне характеризуется наиболее высокой плотностью УВ.

С целью оценки перспектив нефтегазоносности клиноформы БУ₁₀₋₁₁Ач₆ рекомендуется бурением скважина 1 Северо-Харвутинская на структурно-литологическую ловушку, характеризующуюся достаточно высокой оценкой УВ (табл. 1), попутно оцениваются структурные ловушки быстринского, приобского и пимского резервуаров неокома (рис. 34).

Скважина 150 Западно-Юрхаровская и 5 Южно-Песцовая для оценки нефтегазоносности клиноформы БС₁₁Ач₉₋₁₀ планируется с целью расширения фронта с уже установленной нефтегазоносностью ачимовской толщи (рис. 35), скважина 5 Южно-Песцовая со вскрытием пластов Ю₂₋₄, поскольку в данной зоне установлена их промышленная нефтегазоносность (Песцовое, Уренгойское), а среднеюрский НГК по последнему пересчету ресурсов УВ (2003) характеризуется наиболее высокой плотностью ресурсов УВ.

Для оценки перспектив нефтегазоносности клиноформы БУ₁₅Ач₁₁₋₁₂ по результатам переинтерпретации площадных сейсморазведочных работ в пределах Нерутинской впадины рекомендуется бурением скважина 85 на Восточно-Табьяха-Таркинскую группу СЛЛ (табл. 1, рис. 25), которая в комплексе с Южно-Песцовой и Северо-Юбилейной скважинами [72] позволит дать оценку перспектив нефтегазоносности комплекса.

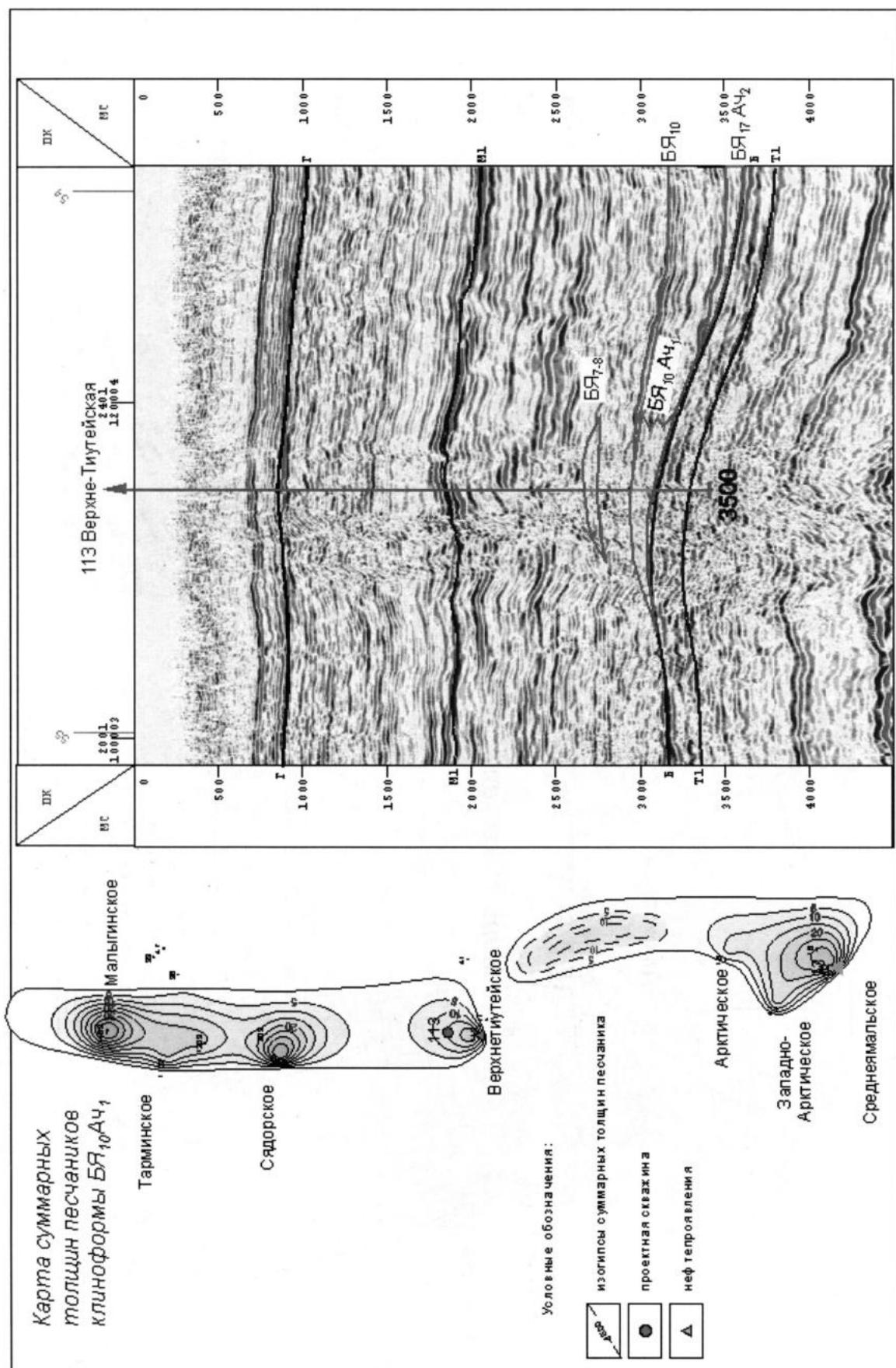


Рис. 31. Карта перспектив нефтегазоносности клиноформы БЯ₁₀Ач₁

Фрагмент регионального сейсмического профиля №35

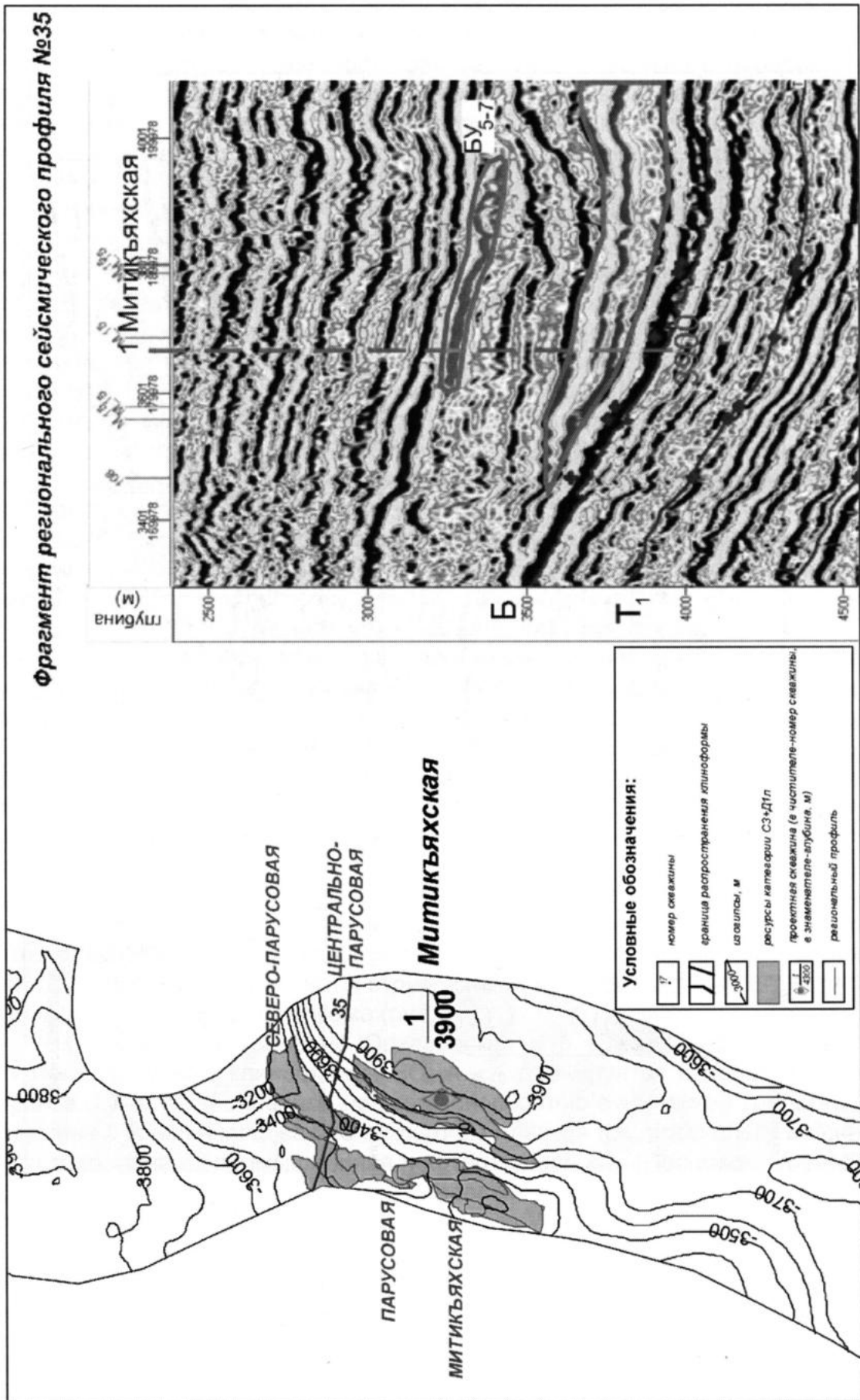


Рис. 32 Карта перспектив нефтегазоносности клиноформы БС6А45

Фрагмент регионального сейсмического профиля №42

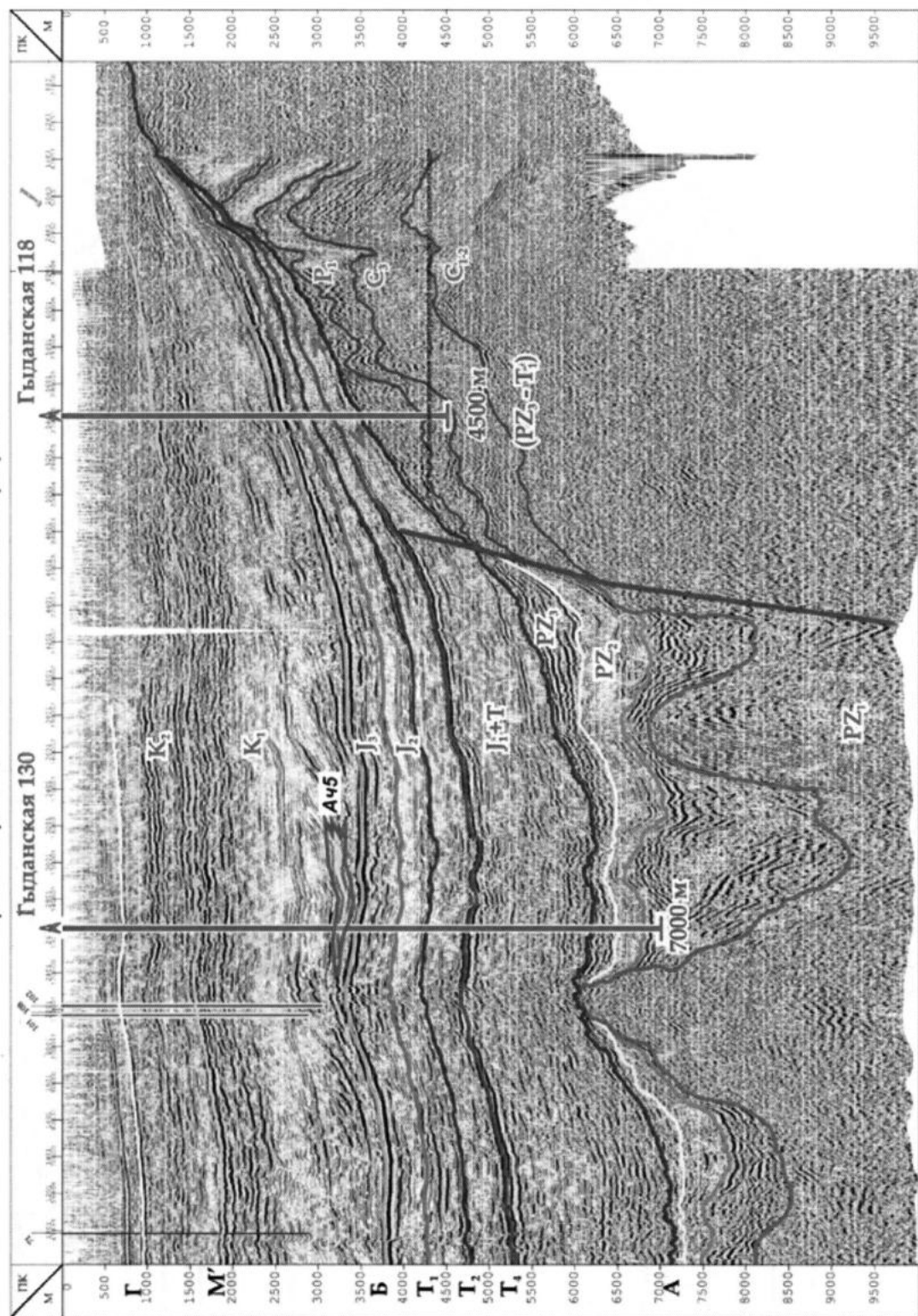


Рис. 33. Обновление заложения параметрической скважины №130 Гыданской площади

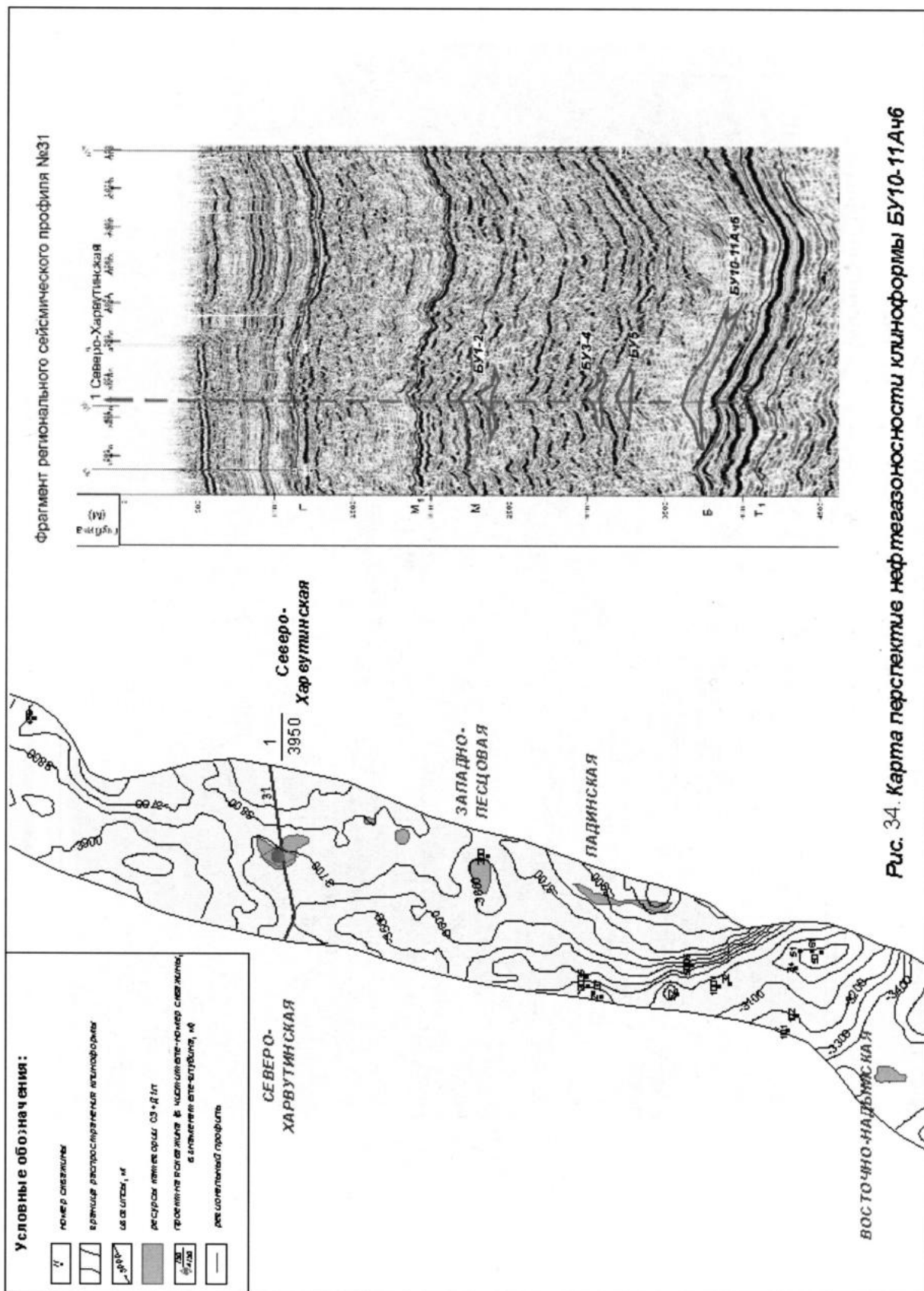
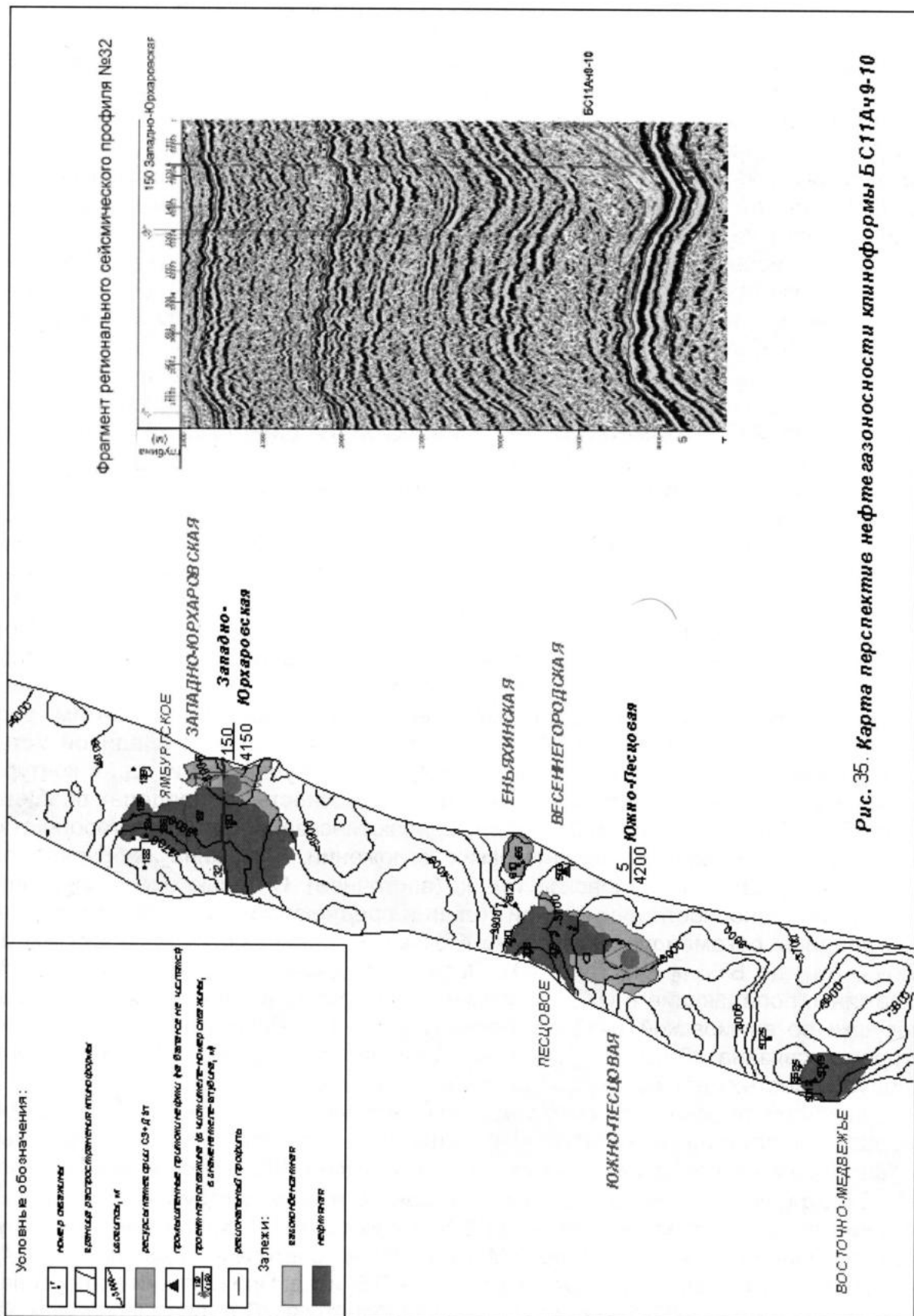


Рис. 34. Карта перспективе нефтегазоносности клиноформы БУ10-11Ач6



Фрагмент регионального сейсмического профиля №32

Рис. 35. Карта перспектив нефтегазоносности клинформы БС11Ач9-10

С целью подтверждения нефтегазоносности клиноформы БУ₁₆Ач₁₃₋₁₄ рекомендуется бурением скважина 2 на Едейскую группу ловушек (рис. 36, табл. 1), скважина одновременно оценивает нефтегазоносность клиноформы БУ₁₇Ач₁₅ (рис. 36). Промышленная нефтегазоносность клиноформы БУ₁₆Ач₁₃₋₁₄ установлена в скважине 1 Едейской. В зоне с наиболее высокой плотностью ресурсов УВ на клиноформу рекомендуются бурением скважины 7, 8 на Западно-Мессояхскую группу структурно-литологических ловушек (СЛЛ), (рис. 36, табл. 1), попутно скважина оценивает одноименные ловушки савуйского резервуара неокомского НГК, расположенные также в зоне с наиболее высокой плотностью ресурсов УВ (рис. 30) и характеризующиеся значительными по величине ресурсами УВ (рис. 37, табл. 1). Достаточно наглядным примером заложения проектной скважины на различные стратиграфические уровни, по которым перспективные объекты совпадают в пласте, является скважина 4 Салекаптская. Скважина запланирована на ачимовскую толщу, попутно оценивает литологические ловушки в пласте БУ₁₆(БП₁₂₋₁₃), связанных со склоновыми образованиями (рис. 38, 39), а также наряду с ачимовской толщей, скважина оценивает аномальный разрез баженовской свиты (рис. 39).

Особое положение для оценки нефтегазоносности ачимовского и юрского НГК занимает Большехетская впадина, где по последнему пересчету потенциальных ресурсов УВ была установлена высокая их плотность. Сейсмическая модель клиноформного неокома схожа с моделью Восточно-Уренгойской зоны, последнее обстоятельство является весьма принципиальным для подтверждения нефтегазового потенциала ачимовской толщи в пределах впадины. Другой особенностью впадины является значительное количество инверсионных кольцевых структур (ИКС) (рис. 40), которые представляют положительные локальные поднятия по отложениям неокома и впадины по юрским горизонтам (рис. 41). Значительное количество ИКС установлено в соседнем с впадиной Усть-Енисейском районе - Пеляткинская, Нанедеяхская, Кубанская и т.д., в контуре которых установлена промышленная нефтегазоносность. В пределах впадины на ИКС пробурена скважина 2099 Хальмерпаютинская, в контуре которой установлена продуктивность среднеюрских отложений. Скважина пробурена за пределами развития ачимовской толщи (восточнее). С целью оценки перспектив нефтегазоносности ачимовской толщи и среднеюрских отложений в пределах впадины рекомендуется бурение 8 скважин, оцениваются клиноформы от БУ₁₇₋₁₉ Ач₁₅ до БТ₁₄₋₁₆ Ач₁₉ (рис. 40). Первоочередными для бурения являются скважины, попадающие в ИКС по среднеюрским отложениям, и перспективные ловушки по ачимовской толще и неокому (рис. 41). Приоритетность, с одной стороны, связана с тем, что, как выше отмечалось, в зоне ИКС установлена продуктивность среднеюрских отложений (пласты Ю₂₋₄).

С другой стороны, в данной скважине практически весь керн, поднятый из интервала яновстанской свиты (включая аргиллиты), насыщен УВ (запах нефти, выпоты). Судя по характеру сейсмической записи в зоне ИКС и отрицательным аномалиям Δg (рис. 42), они, по-видимому, связаны с зонами деструкций, и исходя из теории глубокой дегазации Земли, по Б.М. Валяеву и П.Н. Кропоткину, это «трубы» глубинной дегазации [73], по Р.М. Бембелю и соавторам – геосолитоны [74], по Г.Д. Исаеву и соавторам – флюидотектонка [75] и т.д. При наличии в этих зонах ловушек в ачимовской толще они должны заполняться УВ с формированием залежей с аномально высокими пластовыми давлениями. К числу таких скважин, из перечня намеченных, следует отнести Перекатную № 1, Пякяхинскую № 2022, Находкинскую № 2 и Северо-Перекатную № 3 (рис. 25, 40, табл. 1).

Фрагмент регионального сейсмического профиля №30

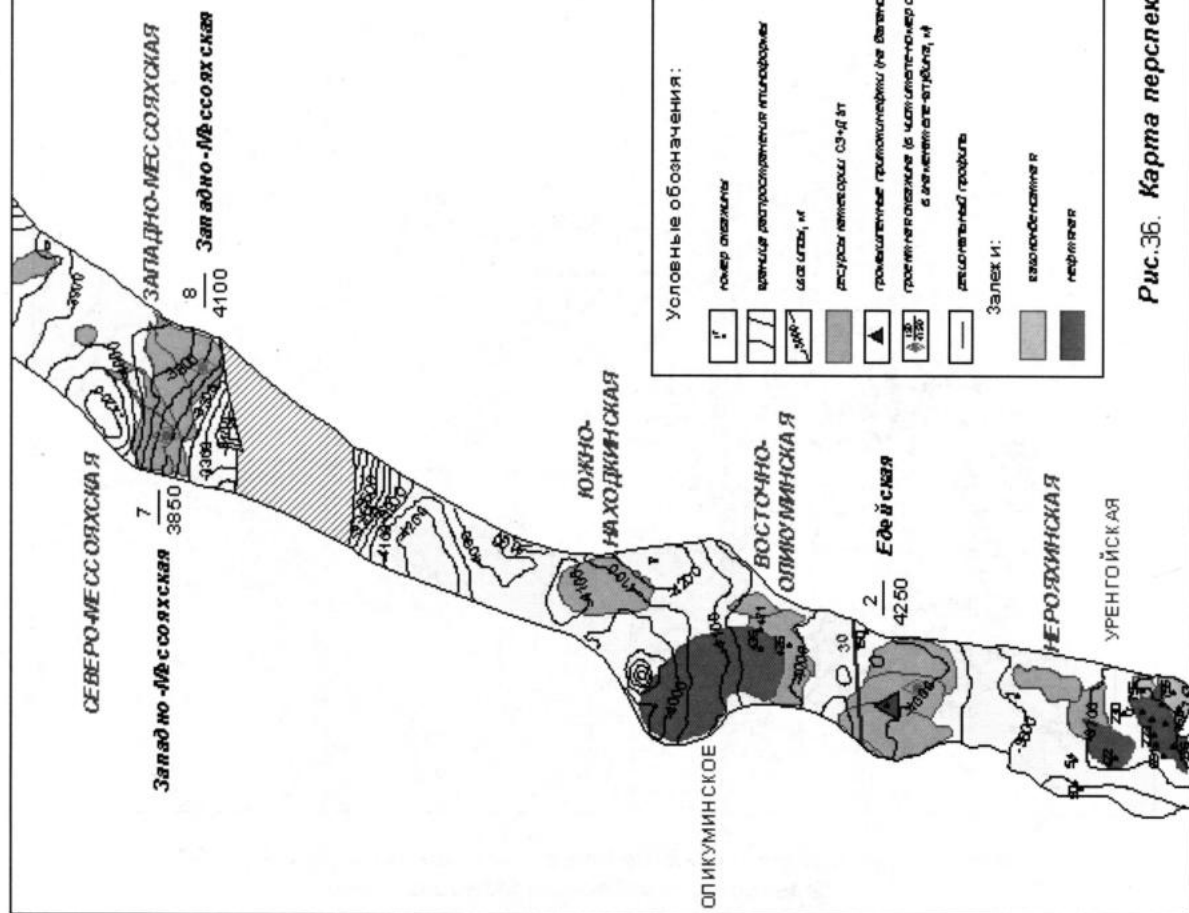
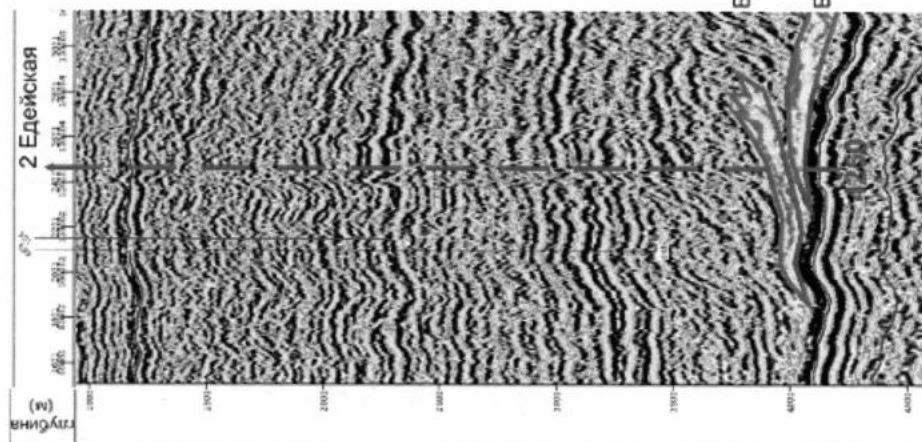
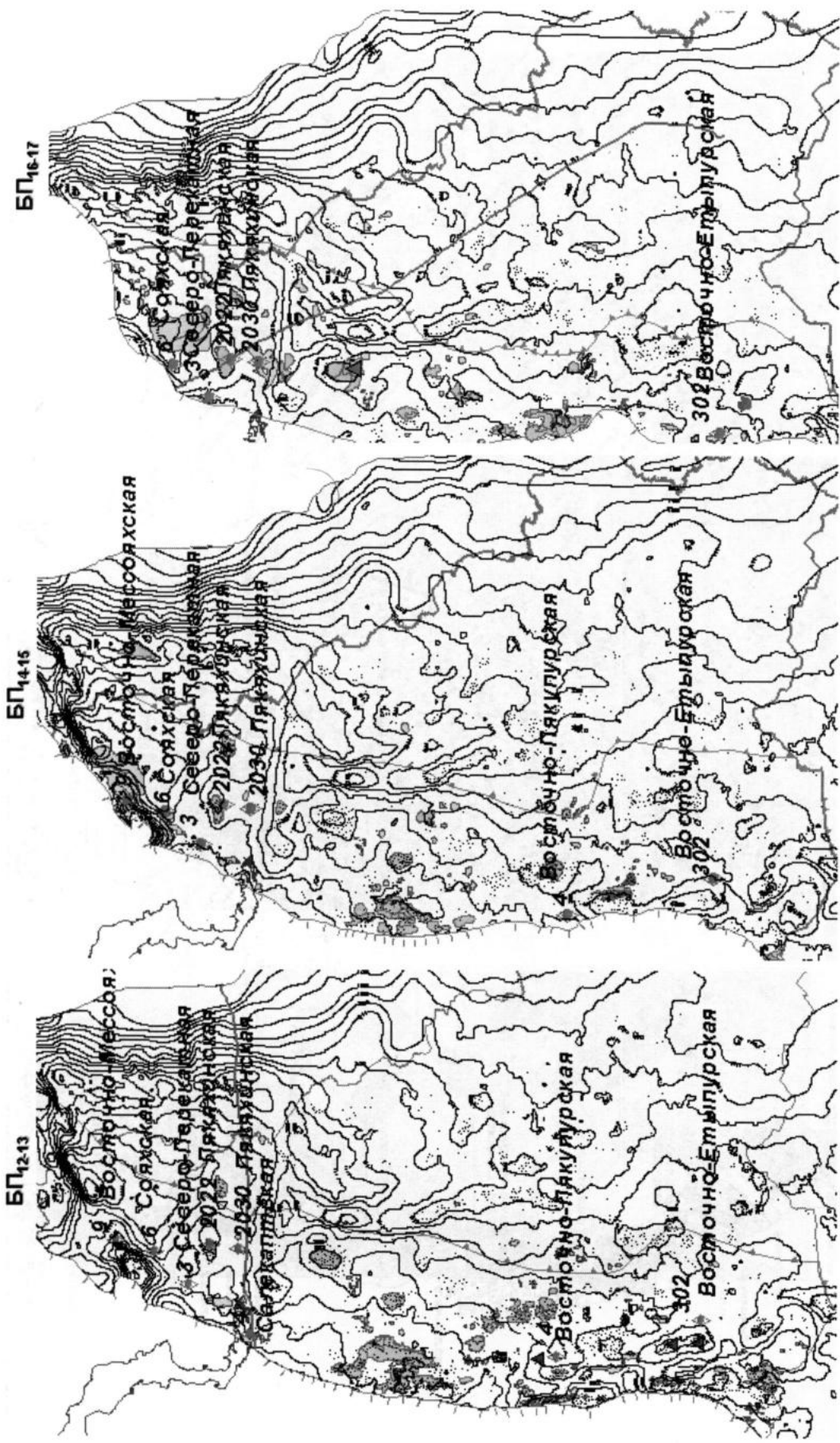


Рис.36. Карта перспектив нефтегазоносности клинформы БУ16Ач13-14



-  граница пласта
-  граница шельфа
-  озерки и озера
-  нефте-, газотроения в скважинах
-  изоплан.
-  граница разгрузки
-  залески

Рис. 38. Карты перспектив нефтегазоносности

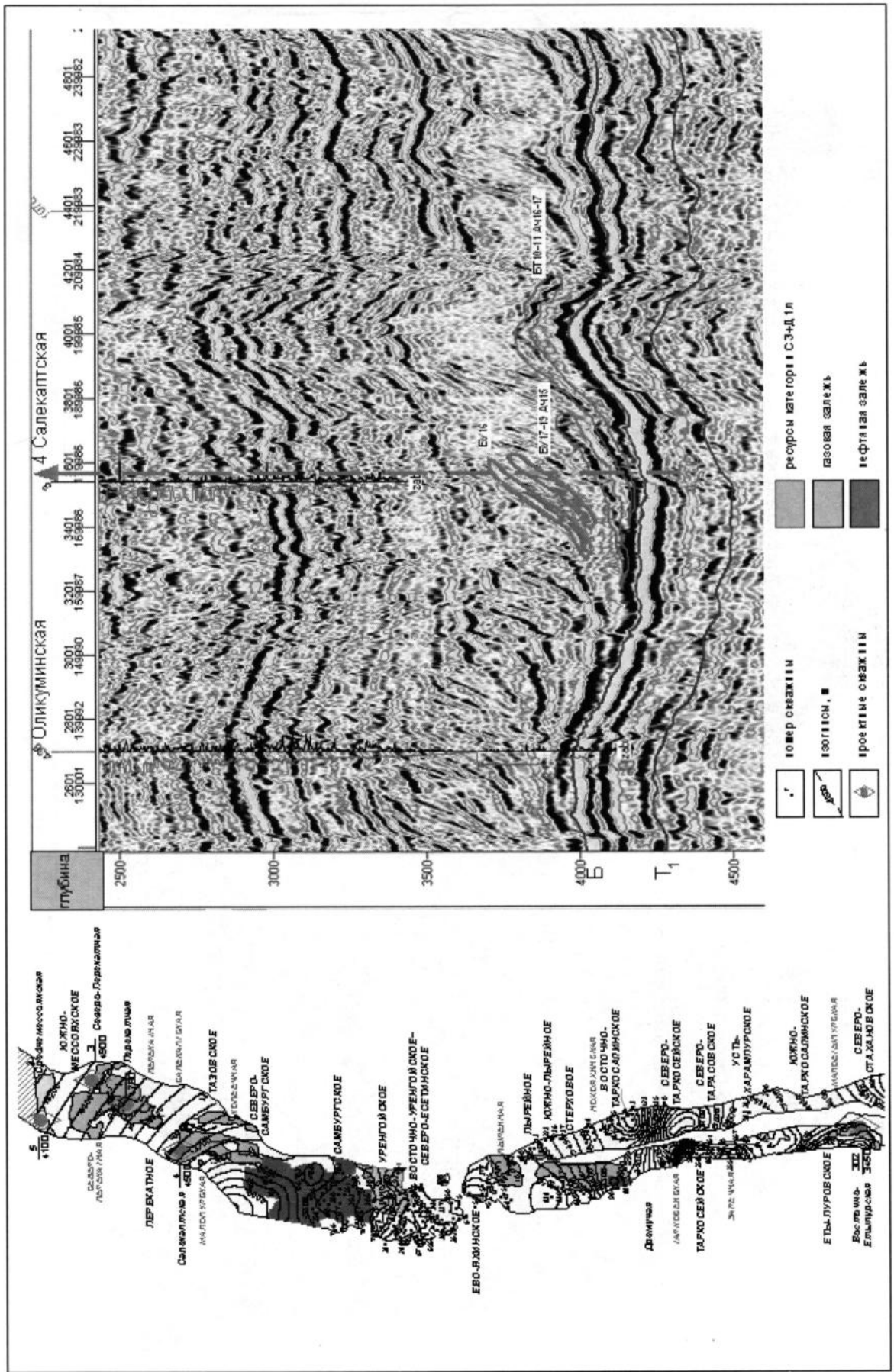





































Рис. 39. Карта перспектив нефтегазоносности клиноформы Б.16-17 АЧ.17

Условные обозначения:

-  756
-  757
-  758
-  759
-  760
-  761
-  762
-  763
-  764
-  765
-  766
-  767
-  768
-  769
-  770
-  771
-  772
-  773
-  774
-  775
-  776
-  777
-  778
-  779
-  780
-  781
-  782
-  783
-  784
-  785
-  786
-  787
-  788
-  789
-  790

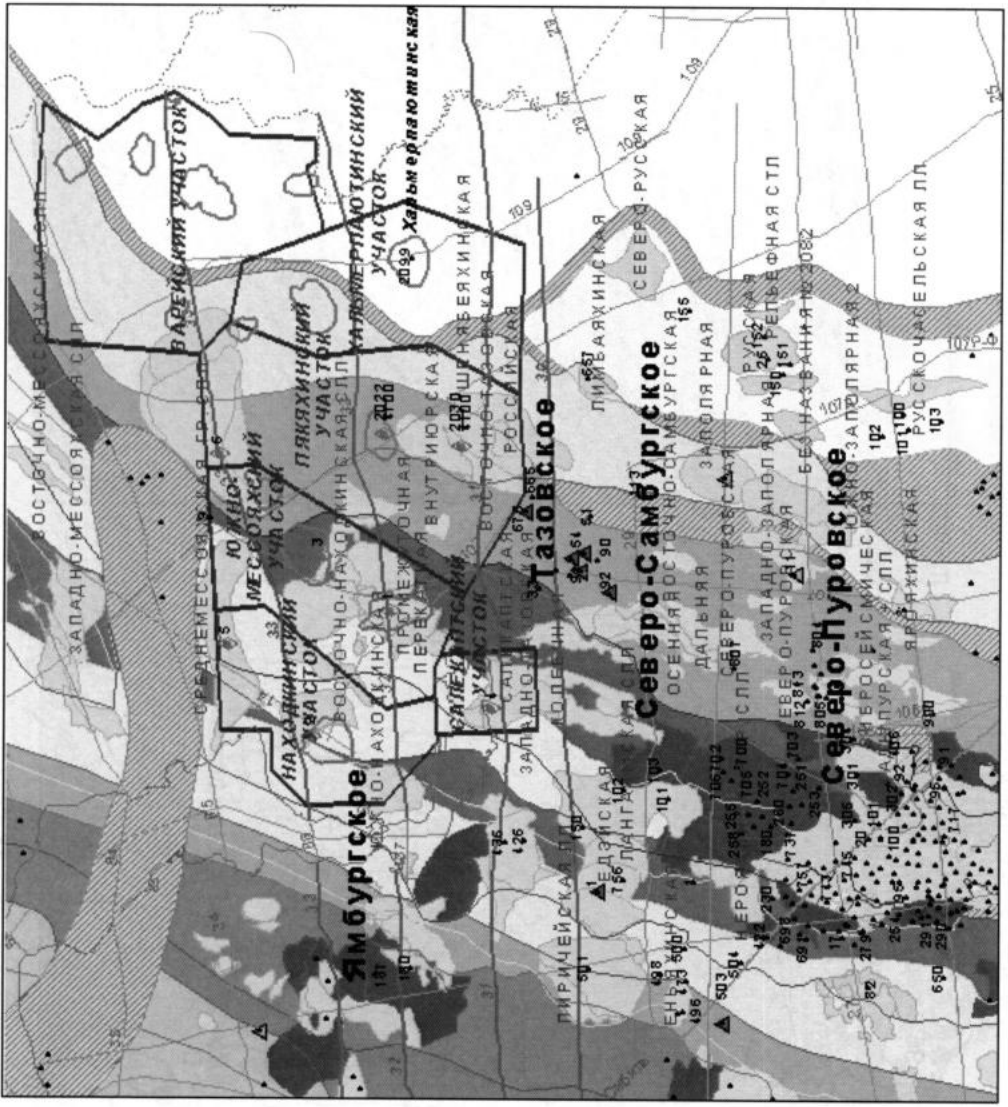
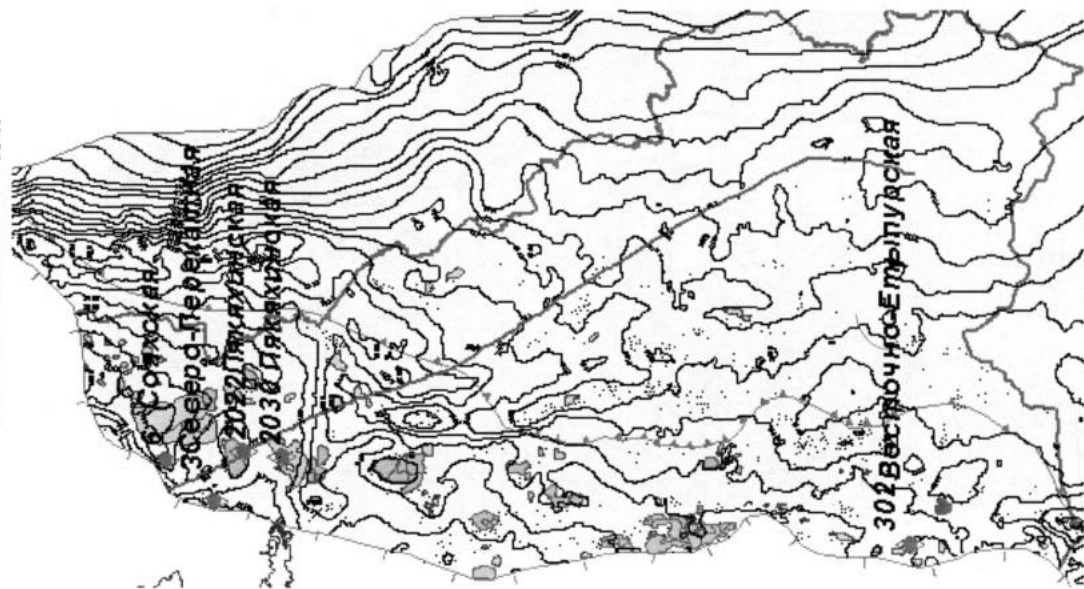


Рис. 40. Схема оценки перспектив нефтегазоносности среднеюрских отложений и ачимовской толщи Большехетской впадины

Структурная карта по
кроссе пласта БП₁₆₋₁₇



Фрагмент регионального сейсмического профиля № 108

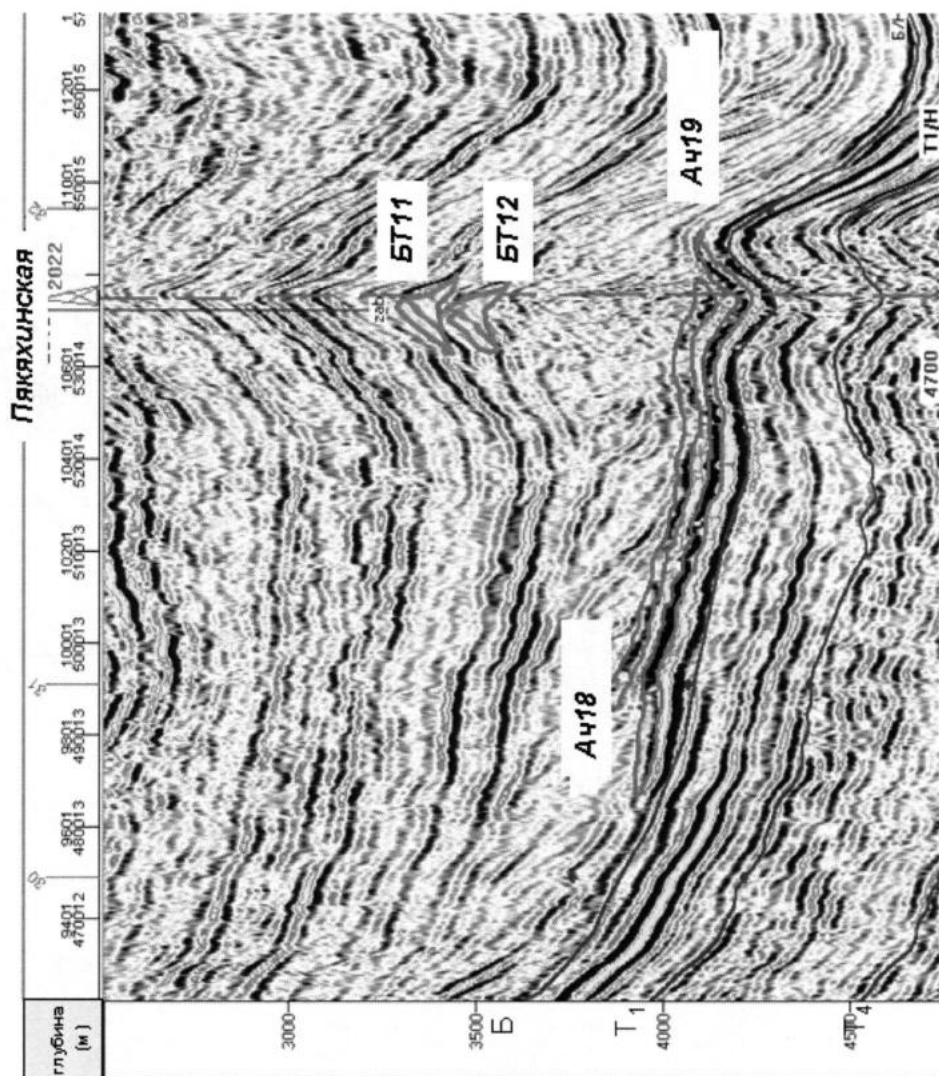


Рис. 41. Геофизическое обоснование заложения проектной скважины 2022 Ляяхинской площади

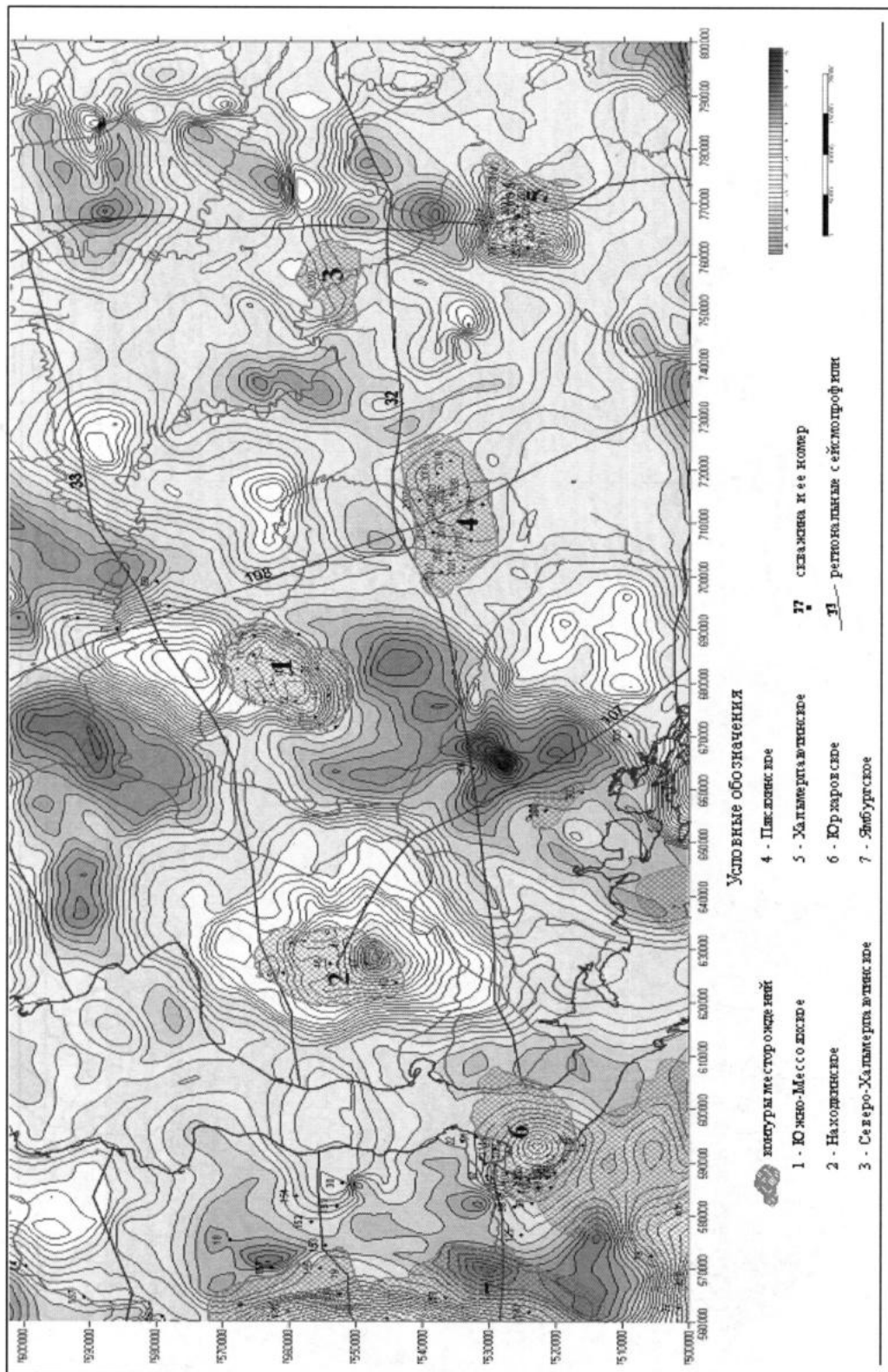
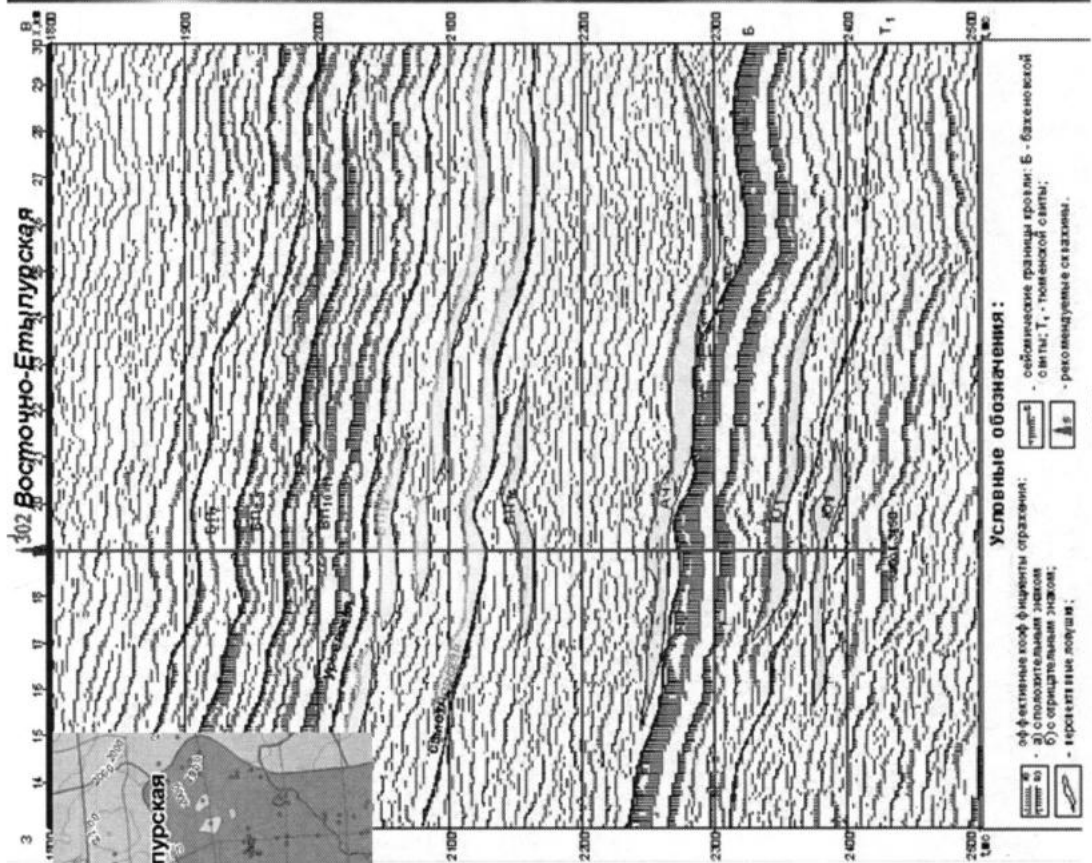
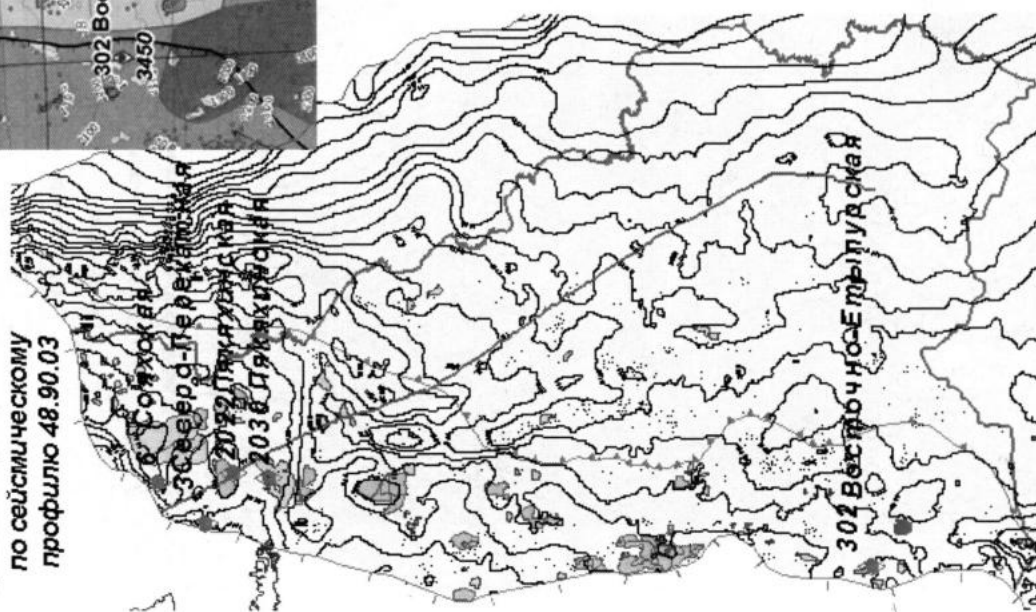


Рис. 42. Карта локальных аномалий силы тяжести в пределах Большехетской впадины

Фрагмент разреза ЭКО
по сейсмическому
профилю 48.90.03



Условные обозначения:

[штрихованная область] - сейсмические разрывы проил: Б - базеновской
 [штрихованная область] - слопозитальная зона
 [штрихованная область] - осадочные слои
 [штрихованная область] - керсакитные лотуши
 [штрихованная область] - рекомандуемые скважины

Рис. 43. Карта перспектив нефтегазоносности резервуара БП16-17

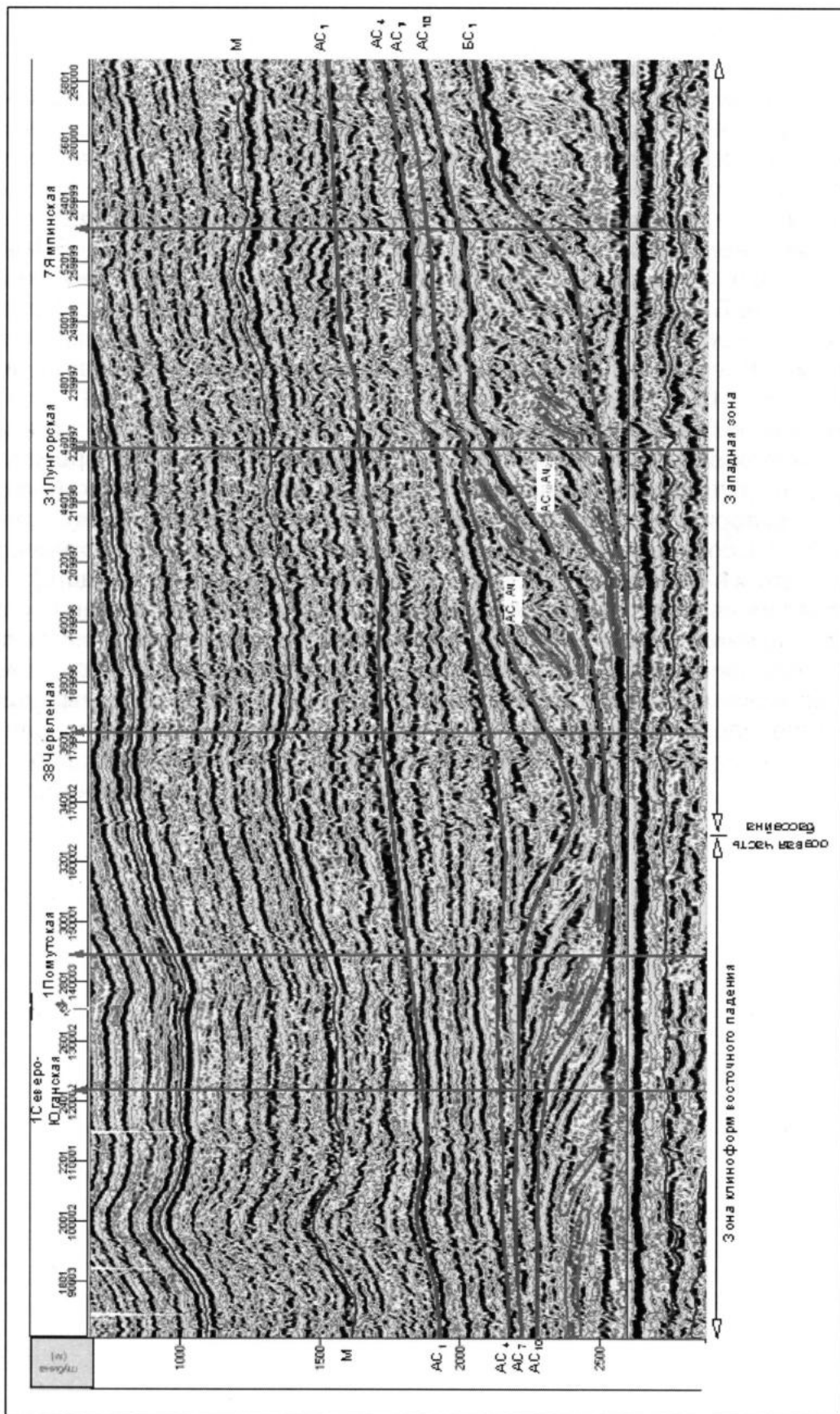


Рис. 44. Прогнозирование коллекторов во встречных клиноформах (восточного падения) и пластах АС₇Ач₁, АС₁₀₋₁₂Ач₂ ачимовской толщи на основании интерпретации новых сейсморазведочных работ ОГП.

В случае получения положительных результатов в них по ачимовской толще, по-видимому, целесообразны бурением запланированные скважины непосредственно на ачимовскую толщу (рис. 40, табл. 1).

В пределах южной части исследованной территории при выборе местоположения проектных скважин в первую очередь учитывалось совпадение в плане контуров ловушек по различным стратиграфическим уровням (учитывая сравнительно низкую оценку перспективных объектов). В качестве таковых рекомендована скважина 4 Восточно-Пякутинская (Дремучая) со вскрытием перспективных объектов в пласте Ю₁, оцениваются клиноформы БП₁₄Ач₁₅ и БП₁₆Ач₁₆₋₁₇, продуктивность которых установлена в скважине 1 Дремучей и ловушка в пласте БП₁₂ неокомского НГК (табл. 1, рис. 25). Схожую задачу решает скважина 302 Восточно-Етыпурская на клиноформу БП₁₆Ач₁₆ со вскрытием перспективных объектов в пластах Ю₂, Ю₁ и литологических ловушек в пластах БП₁₆, БП₁₂ (рис. 43, табл. 1).

С целью прогнозирования песчаных тел в клиноформах АС₁₀₋₁₂Ач₂ и АС₇₋₉Ач₁ и клиноформах восточного падения, а также в неокомских резервуарах АС₁₀₋₁₂, АС₇₋₈ (сугмутский тип песчаных тел, рис. 44) в западной части исследованной территории, в непосредственной близости от проектируемой железной дороги Урал Промышленный – Урал Полярный, запланированы сейсморазведочные работы в объеме 18 тыс. пог. км (за счет федеральных средств).

Намеченная программа геолого-геофизических работ является основой для составления зональных и площадных геофизических и поисково-разведочных проектов и может быть использована при геолого-экономической оценке региона, воспроизводства минерально-сырьевой базы и наращивания добычи углеводородного сырья.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В книге затронуты вопросы стратиграфического расчленения осадочного разреза на объекты прогноза нефтегазоносности недр, в качестве которых представлены нефтегазоносные комплексы, рассмотрена их номенклатура и классификация, дана их краткая характеристика.

При расчленении разреза на объекты исследования в пределах территории был создан каркас из системы субширотных и субмеридиональных региональных и композитных сейсмических профилей по линии которых выполнена корреляция. С учетом выполненной корреляции произведена синонимика прибрежно-мелководных пластов группы БС, БП, БУ, БТ и т.д. и изохронных им клиноформных образований ачимовской толщи (БС₆₋₇ – БУ₈₋₉ – БП₃₋₄ – БТ₀₋₁ – Ач₅ и т.д.). Выполненные исследования явились основой для расчленения НГК на подкомплексы, последних на сейсмо-фациальные комплексы (резервуары, клиноформы). Дан обзор методик оценки нефтегазоносности ловушек, показан комплексный подход с использованием различных критериев (литофациальных, палеогеоморфологических, тектонических и т.д.), включая «прямые» методы локального прогноза нефтегазоносности.

Проведен анализ состояния и структуры ресурсной базы УВ ачимовского и неокомского НГК, показано распределение запасов и ресурсов УВ по подкомплексам, клиноформам и резервуарам. На их основе составлены карты плотностей ресурсов УВ по комплексам, выделены зоны совпадения в плане с наиболее высокой плотностью ресурсов УВ, в пределах которых намечены основные направления поисково-оценочных работ.

Представленная книга полезна студентам старших курсов и геологам производственникам.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Нестеров И.И. Критерии прогноза нефтегазоносности // Труды ЗапСибНИГНИ. Тюмень, 1969. Вып. 15. С. 200-297.
2. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др // Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 1975. 680 С.
3. Бакиров А.А., Бакиров Э.А., Мелик-Пашаев В.С. и др. Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа. М.: Высшая школа, 1976. 411 С.
4. Мясникова Г.П. Строение нефтегазоносных комплексов и покрышек мезозойских отложений центральной части Западно-Сибирской низменности. Авт. реферат на соискание уч. степ. к. г.-м. н. М., 1973. 24 С.
5. Шпильман В.И., Мясникова Г.П., Плавник Г.И. Выделения объектов анализа для прогнозирования и их предварительная обработка. Методика оценки прогнозных и перспективных запасов и обоснование подсчетных параметров. Труды ЗапСибНИГНИ. Тюмень, 1972. Вып. 53. С. 28-49.
6. Бакиров А.А. Принципы выделения и классификация нефтегазоносных комплексов и покрышек // Губкинские чтения. К 100-летию со дня рождения. М.: Недра, 1972. С. 274-281.
7. Прозорович Г.Э. Литология нефтегазоносности меловых отложений центральных и северных районов Западно-Сибирской плиты. Авт. реферат диссертации на соискание уч. степ. д. г.-м. н. Томск, 1968. 35 С.
8. Филиппов Б.В. Типы природных резервуаров нефти и газа. М.: Недра, 1967. 119 С.
9. Бородкин В.Н., Дещеня Н.П., Нестеров И.И. (мл.) и др. Стратиграфо-корреляционная основа построения региональной сейсмогеологической модели неокомских шельфовых и клиноформных отложений севера Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. М.: ВНИИОЭНГ, 2003. № 4-5. С. 34-40.
10. Шпильман В.И., Плавник Г.И., Судат Л.Г. и др. Основные факторы размещения перспективных ловушек в резервуарах нижнего мела. Труды ЗапСибНИГНИ. Тюмень, 1979. Вып. 144. С.100-109.
11. Шпильман В.И. Количественный прогноз нефтегазоносности. М.: Недра, 1982. 212 С.
12. Бородкин В.Н. Закономерности размещения и прогноз залежей нефти, конденсата и газа в меловых отложениях северной части Надым-Тазовского междуречья. Авт. реферат диссерт. на соискание уч. степ. к. г.-м.н. Тюмень, 1984. 22 С.
13. Мкртчян О.М., Трусов Л.Л., Белкин И.М. и др. Сейсмогеологический анализ нефтегазоносных отложений Западной Сибири. М.: Наука, 1978. 126 С.
14. Салмин М.В. Уточнение литогенетической модели формирования неструктурных ловушек в ачимовских отложениях // Нефтяное хозяйство. М., 2004. № 8. С. 58-61
15. Нестеров И.И.(мл.), Бородкин В.Н. Михайлова М.Г. Характеристика геологического строения шельфовых отложений неокома севера Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. М.: ВНИИОЭНГ, 2003. № 4-5. С. 83-89.
16. Бородкин В.Н., Брехунцов А.М., Дещеня Н.П. Особенности строения, корреляции и индексации основных продуктивных резервуаров (пластов) неокома севера Западной Сибири в связи с условиями их осадконакопления // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. М.: ВНИИОЭНГ, 2000. № 2. С. 7-17.

17. Бородкин В.Н., Брехунцов А.М., Мельников В.М. Стратотип песчано-алевритовых пластов в разрезе берриас-валанжина Уренгойского нефтегазоносного района Труды ЗапСибНИГНИ, Тюмень, 1982. Вып. 169. С. 136-143.
18. Андрюков В.Н., Бородкин В.Н., Жаркова Р.А. и др. Уточнение стратиграфических границ неокома Уренгойского нефтегазоносного района. Межвуз. сб. научн. Трудов. Пермь, 1977. № 197. С. 127-134.
19. Бородкин В.Н., Кулахметов Н.Х., Нежданов А.А. и др. Выделение маркирующего горизонта в нижнемеловых отложениях северной и центральной частей Западной Сибири. Труды ЗапСибНИГНИ. Тюмень, 1978. Вып. 132. С. 47-55.
20. Бородкин В.Н., Рысев В.В. Положение в разрезе и условия формирования красцветных глин неокома на севере Западной Сибири. (Тезисы II конференции Тюменского отделения ВМО АН СССР). Тюмень, 1980. С.158-160.
21. Бородкин В.Н., Рысев В.В. Комплексный подход к вопросу увязки разрезов неокома северных районов Западно-Сибирской равнины. Труды ЗапСибНИГНИ. Тюмень, 1981. Вып. 170. С. 41-45.
22. Бородкин В.Н., Рудкевич М.Я. Проблема поисков антиклинально-стратиграфических залежей углеводородов в отложениях неокома Надым-Тазовского междуречья. – В кн.: Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири. (Межвузовский тематический сборник). Тюмень: ТИИ, 1981. Вып.73. С. 65-78.
23. Хафизов С.Ф., Шиманский В.В. Моделирование и прогноз зон формирования коллекторов. Санкт-Петербург, 2002. 189 С.
24. Belonin M.D., Brekhuntsov A.M., Jafarov I.S., Shimansky V.V., Khafizov S.F., Borodkin V.N. Conditions of Forming Stratigraphical Traps in the Lower Cretaceous Clinaform Complex and Regularities in Their Disribution, Western Siberia, Ancient Oil-New Energy, AAPG, Cairo, 2002. sA 17.
25. Belonin M.D., Shimansky V.V., Brekhuntsov A.M., Deschenia N.P., Borodkin V.N., Hafizov S. Application of Paleofacial Reconstructions oil Traps in Turbidite Systems lower Cretaceous? Western Siberia. AAPG International Conference and Exhibition Barcelona, 2003. s. 50.
26. Ростовцев Н.Н. К методике определения продуктивности структур в нефтегазоносных районах // Геология нефти и газа. М., 1964. № 7. С. 1-8.
27. Ремеев О.А. Условия формирования залежей нефти в Западно-Сибирской низменности. Труды ЗапСибНИГНИ. Тюмень, 1967. Вып. 3. С. 53-58.
28. Бенько Е.И., Еханин Е.В., Жаркова В.П. Способ количественного изучения истории тектонического развития локальных поднятий на основании сейсморазведочных данных // Советская геология. 1968. № 5. С. 97-110.
29. Волков А.М. Использование алгоритмов распознавания образов для разделения поднятий на газоносные и водоносные (на примере Березовского района Западной Сибири). Труды ЗапСибНИГНИ. Тюмень, 1968. Вып.18. С. 33-57.
30. Прозорович Г.Э. Литология нефтегазоносности меловых отложений центральных и северных районов Западно-Сибирской плиты. Авт. реферат диссертации на соискание уч. степ. д. г.-м. н. Томск, 1968. 35 С.
31. Мясникова Г.П., Плавник Г.И., Шпильман В.И. Методика оценки перспективных запасов. Труды ЗапСибНИГНИ. Тюмень, 1972. Вып. 53. С. 129-165.
32. Нестеров И.И., Рыльков А.В. Методика и результаты оценки продуктивности локальных ловушек на основе генетической модели формирования скоплений углеводородов в условиях северных районов Западной Сибири // Тр. ЗапСибНИГНИ. Тюмень, 1976. Вып.110. С. 32-38.

33. Неручев С.Г. О возможности оценки прогнозных запасов нефти на генетической основе // Геология нефти и газа. М., 1964. № 7. С. 8-11.
34. Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти. М.: Издательство АН СССР, 1967. С. 135-157.
35. Конторович А.Э., Стасова О.Ф., Фомичев А.С. Условия формирования месторождений нефти и газа в мезозойских отложениях Сибири // Органическая геохимия мезозойских нефтегазоносных отложений Сибири. М.: Недра, 1974. С. 168-174.
36. Салманов Ф.К. Закономерности распределения и условия формирования залежей нефти и газа. М.: Недра, 1974. 263 С.
37. Шпильман В.И. Количественный прогноз нефтегазоносности. М.: Недра, 1982. 212 С.
38. Нежданов А.А., Пономарев В.А., Туренков Н.А. и др. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири. М.: Изд. Академии горных наук, 2000. 246 С.
39. Нежданов А.А. Сейсмогеологический анализ нефтегазоносных отложений Западной Сибири для целей прогноза и картирования неантиклинальных ловушек и залежей УВ. Авт. реферат диссертации на соискание уч. степ. д.г-м-н. Тюмень, 2004. 44 С.
40. Бочкарев В.С., Бородкин В.Н., Брехунцов А.М., Дещеня Н.П. Геодинамический контроль и закономерности нефтегазонакопления и размещения сверхгигантских месторождений нефти и газа в Западной Сибири // Дегазация земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ М.: ГЕОС, 2002. С. 293-295.
41. Валяев Б.М., Кропоткин П.Н. Зональность нефтегазонакопления и глубинной углеводородной дегазации в осадочных бассейнах (в связи с их геодинамической эволюцией). Тез. докл. международного симпозиума. Геодинамическая эволюция осадочных бассейнов. М., 1992. С. 34.
42. Исаев Г.Д., Садур О.Г., Бородкин В.Н. Геофлюидодинамический анализ геоплотностной и геомагнитной модели вдоль регионального профиля МОГТ № 106 юга Уренгойского вала // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. М.: ВНИИОЭНГ, 2003. № 4-5. С. 98-105.
43. Бородкин В.Н. Представление об условиях формирования залежей углеводородов и их связь с фазовым и физико-химическим составом углеводородных систем // Горные ведомости. Тюмень, 2004. № 7. С. 60-77.
44. Бородкин В.Н., Брехунцов А.М., Дещеня Н.П. Характеристика строения, условий седиментации и нефтегазоносности резервуаров ачимовской толщи и их шельфовых аналогов в пределах Уренгойского региона // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений М.: ВНИИОЭНГ, 2001. № 5. С. 16-24.
45. Сурков В.С. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты. М.: Недра, 1986. 149 С.
46. Ивашкин П.Ф., Назарова Н.И. Глубинная флюидизация земной коры и ее роль в петрорудогенезе, соле- и нефтеобразовании. М.: ЦНИГРИ, 2001. 206 С.
47. Карогодин Ю.Н. Источник углеводородов гигантских скоплений нефти в неокотских отложениях Западной Сибири. Докл. РАН. 1994. Т. 334. № 4. С. 484-487.
48. Павлов Д.И. Экзогенные хлоридные воды и эндогенное рудообразование. М.: Недра, 1975. 224 С.

49. Бородкин В.Н., Бочкарев В.С., Дещеня Н.П. Характеристика строения и условий формирования пласта Ач₁₆ ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны на основании комплексирования различных видов исследований // Нефть и газ. Тюмень, 1997. № 6. С. 17.
50. Бородкин В.Н., Брехунцов А.М., Бочкарев В.С., Дещеня Н.П., Левинзон И.Л. Закономерности изменения нефтегазоносности с глубиной на севере Западно-Сибирского бассейна – основа выбора приоритетных направлений геологоразведочных работ. Пермь, 2001. С. 305-312.
51. Блинов Б.М., Кекух С.Г. Перспективы совершенствования технологии вскрытия и опробования ачимовских отложений // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. М., 1999. № 5. С. 27-31.
52. Брехунцов А.М., Кучеров Г.Г., Стасюк М.Е. Тип коллекторов в отложениях ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. М.: ВНИИОЭНГ, 1998. № 7. С. 2-6.
53. Брехунцов А.М., Бородкин В.Н., Бочкарев В.С., Дещеня Н.П. Условия формирования и особенностей строения основных продуктивных пластов ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны. Екатеринбург, 1999. С. 35-58.
54. Брехунцов А.М., Бородкин В.Н., Дещеня Н.П., Пенягин П.В. Тип коллекторов в турбидитном клиноформном комплексе неокома севера Западной Сибири. Тюмень, 2002. Т.1. С. 65-67.
55. Бородкин В.Н., Дещеня Н.П., Храмцова А.В., Шиманский В.В., Исаев Г.Д. Структура порового пространства и тип коллекторов в породах ачимовской толщи севера Западной Сибири // Горные ведомости. Тюмень, 2004. № 5. С. 29-34.
56. Бородкин В.Н., Дещеня Н.П., Храмцова А.В. и др. Сложный (смешанный) тип коллекторов в породах ачимовской толщи севера Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. М.: ВНИИОЭНГ, 2004. № 11. С. 37-44.
57. Лысенко О.К. Анализ результатов наклонно направленного бурения скважин на ачимовские отложения. Екатеринбург, 1999. С. 132-141.
58. Бородкин В.Н., Яровой Ю.Е. Подготовка запасов углеводородов объединением «Уренгойнефтегазгеология» в одиннадцатой пятилетке. Труды ЗапСибНИГНИ. Тюмень, 1983. Вып. 190. С. 47-50.
59. Бородкин В.Н., Андрюков В.А., Клопов А.Л. и др. Обоснование постановки поискового бурения объединением «Уренгойнефтегазгеология» на XII пятилетку. Нефтегазоносность отложений северных районов Западной Сибири. Труды ЗапСибНИГНИ. Тюмень, 1986. С. 105-121.
60. Бородкин В.Н., Нестеров И.И., Рубина Т.В., Федоров Ю.Н. и др. Обоснование постановки поискового бурения на нефть и газ в пределах западного склона Русско-Часельского мегавала. Перспективы нефтегазоносности отложений Западной Сибири. Труды ЗапСибНИГНИ. Тюмень, 1989. С. 49-52.
61. Бородкин В.Н., Бочкарев В.С., Огнев А.Ф. и др. Методы прогноза зон улучшенных коллекторов в ачимовской толще севера Западно-Сибирской равнины. Геология и нефтегазоносность Надым-Пур-Тазовского междуречья. Тюмень -Тарко-Сале, 1995. С. 83-96.
62. Бородкин В.Н., Кожевников Ю.Я., Шайхиева Р.Г. Методика комплексного геофизического прогноза нефтегазоносности в баженовских, шеркалинских и ачимовских отложениях Западной Сибири. «Пути реализации нефтегазосного потенциала ХМАО. Ханты-Мансийск, 1998. С.183-184.

63. Бородкин В.Н., Мякишев В.П., Нестеров И.И., Рубина Т.В. Направления поисковых работ на нефть и газ объединения «Уренгойнефтегазгеология» на 1987 год. Тюмень, 1987. С. 16-20.
64. Митрофанов Г.М., Келлер В.И., Брехунцов А.М., Ильин Ю.М. Исследование методики фильтрации Прони на материалах математического и физического моделирования // Горные ведомости. Тюмень, 2004. № 4. С. 81-104.
65. Marple S.L. Jr., Digital Spectral Analysis with applications. Prentice – Hall, Inc., Englewood Cliffs, N.J., 1987.
66. Курчиков А.Р. и др. Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири. М.: Недра, 1987. 134 С.
67. Курчиков А.Р. Гидротермические критерии нефтегазоносности. М.: Недра, 1992. 231 С.
68. Ершов С.В. Закономерности вертикального и латерального размещения залежей нефти в неокомских клиноформах Северного Приобья Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. М.: ВНИИОЭНГ, 2004. № 10. С. 12-19.
69. Соседков В.С., Четвертных В.П. Строение ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны по данным сейсморазведки // Геология нефти и газа. М., 1995. № 2. С. 28-34.
70. Брехунцов А.М., Бочкарев, Бородкин В.Н., Дещеня Н.П., Левинзон И.Л. Ямало-Ненецкий автономный округ как основа топливно-энергетического комплекса России // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. М.: ВНИИОЭНГ, 1999. № 5. С. 2-10.
71. Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России. М.: ВНИГНИ, 2000. 189 С.
72. Бородкин В.Н., Нестеров И.И. (мл.) и др. Моделирование геологического строения, оценка перспектив нефтегазоносности ачимовского клиноформного комплекса в пределах Нерутинской впадины // Горные ведомости. Тюмень, 2008. № 5. С. 24-39.
73. Валяев Б.М., Кропоткин П.Н. Зональность нефтегазонакопления и глубинной углеводородной дегазации в осадочных бассейнах (в связи с их геодинамической эволюцией). Тез. докл. международного симпозиума. Геодинамическая эволюция осадочных бассейнов. М., 1992. С. 34.
74. Бембель Р.М., Мегеря В.М., Бембель Н.Р. Геосолитоны и дегазация Земли // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ. Материалы Международ. конф. М.: ГЕОС, 2002. с. 95-97.
75. Исаев Г.Д., Бородкин В.Н., Неустроев Э.Г., Волостнов В.Д. Роль флюидотектоники в образовании коллекторов и местоскоплений углеводородов (на примере юга ЯНАО) // Вестник Томского государственного университета. 2006. №89. С. 30-38.

АТТЕСТАЦИОННЫЕ ВОПРОСЫ

1. Понятие нефтегазоносных комплексов (НГК), номенклатура и классификация НГК.
2. Стратиграфо-корреляционная основа расчленения разреза на объекты исследования.
3. Методы оценки нефтегазоносности перспективных объектов.
4. Классификация ресурсов нефти, газа и конденсата.
5. Анализ и состояние ресурсной базы УВ НГК
6. Методические приемы, используемые при оценке перспектив нефтегазоносности НГК и выборе основных направлений поисково-оценочных работ.

Учебное издание

Бородкин Владимир Николаевич
Курчиков Аркадий Романович
Кокшаров Кирилл Евгеньевич
Забоев Константин Олегович

**ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ
ПОСТАНОВКИ ПОИСКОВО-ОЦЕНОЧНЫХ РАБОТ
НА НИЖНЕМЕЛОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ В ПРЕДЕЛАХ
СЕВЕРНЫХ И АРКТИЧЕСКИХ РАЙОНОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

В авторской редакции

Подписано в печать 28.12.2012. Формат 60x90 1/8. Печ. л. 9,5.
Тираж 100 экз. Заказ № 2604.

Библиотечно-издательский комплекс
федерального государственного бюджетного образовательного
учреждения высшего профессионального образования
«Тюменский государственный нефтегазовый университет».
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.

Типография библиотечно-издательского комплекса.
625039, Тюмень, ул. Киевская, 52.